



Акционерное общество «ПРОФЭНЕРГО»

117420, г. Москва, ул. Намёткина, д.14, корп.2, пом. I, комн.515

ИНН 7728818330 КПП 772801001

ОГРН 1127746723510 ОКПО 11514989 ОКВЭД 35.12, 35.11.4

Тел.(495)204-21-88; Факс (495)785-04-12

e-mail: Zaoprofenergo@yandex.ru

**Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14
ячеек, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731
Тропарево до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек.
РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж. РП-10кВ № 1,
КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская
до сооруж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ
ПС-110кВ № 397 Семеновская до сооруж. РП-10кВ № 2, в т.ч.
ПИР: г. Москва, пр-кт Вернадского, ул. Лобачевского, з/у 28/36,
влд. 62**

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ

**«Блочный комплектный распределительный пункт
10кВ с ячейками КСО-298, с трансформаторами 2х63кВА»**

Шифр: 308780/ПС-22-ТМ-РП1



Акционерное общество «ПРОФЭНЕРГО»

117420, г. Москва, ул. Намёткина, д.14, корп.2, пом. I, комн.515

ИНН 7728818330 КПП 772801001

ОГРН 1127746723510 ОКПО 11514989 ОКВЭД 35.12, 35.11.4

Тел.(495)204-21-88; Факс (495)785-04-12

e-mail: Zaoprofenergo@yandex.ru

СРО-П-093-18122009

**Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14
ячеек, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ №
731 Тропарево до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от
доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до
сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек.
РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж.
РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ
ПС-110кВ № 397 Семеновская до сооруж. РП-10кВ № 2,
в т.ч. ПИР:г.Москва, пр-кт Вернадского,
ул.Лобачевского, з/у28/36, влд. 62**

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Телемеханика с включением
в АИИС КУЭ в БРП 10кВ**

**«Блочный комплектный распределительный пункт
10кВ с ячейками КСО-298, с трансформаторами 2х63кВА»**

Шифр: 308780/ПС-22-ТМ-РП1

Начальник проектного отдела



Кривошеин П.А.

Национальный реестр специалистов Ноприз №П-043837 от 09.11.2017 г.

2025г.

7728818330-20251023-1224

(регистрационный номер выписки)

23.10.2025

(дата формирования выписки)

ВЫПИСКА

из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах

Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), осуществляющем подготовку проектной документации:

Акционерное общество "ПРОФЭНЕРГО"

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

1127746723510

(основной государственный регистрационный номер)

1. Сведения о члене саморегулируемой организации:

1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	7728818330
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Акционерное общество "ПРОФЭНЕРГО"
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	АО "ПРОФЭНЕРГО"
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	117420, Россия, Москва, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ЧЕРЕМУШКИ, Москва, Наметкина, 14, кор. 2, пом. I, комн. 515
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Саморегулируемая организация Ассоциация «Объединение проектных организаций «Энергетическое Сетевое Проектирование» (СРО-П-093-18122009)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	П-093-007728818330-0221
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	26.01.2018
1.8	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	

2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права осуществлять подготовку проектной документации:

2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.3 в отношении объектов использования атомной энергии (дата возникновения/изменения права)
Да, 26.01.2018	Нет	Нет



3. Компенсационный фонд возмещения вреда

3.1	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на подготовку проектной документации, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Третий уровень ответственности (не превышает триста миллионов рублей)
3.2	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства	

4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств

4.1	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	26.01.2018
4.2	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	Третий уровень ответственности (не превышает триста миллионов рублей)
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	17.05.2018
4.4	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	

5. Фактический совокупный размер обязательств

5.1	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки	89854459 руб.
-----	--	---------------

Руководитель аппарата



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Владелец: «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ИЗЫСКАТЕЛЕЙ И
ПРОЕКТИРОВЩИКОВ» «НОПРИЗ»

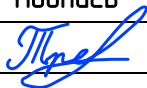
129090, г. Москва, пр-т Мира, 3, стр.3

СЕРТИФИКАТ 02 A9 64 C2 00 16 B3 DD A0 42 4E 1C 7B 48 A1 7E 77

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: с 10.07.2025 по 10.10.2026

А.О. Кожуховский



Перв. примен.		Содержание									
		Лист	Наименование					Примечание			
		1	Общие данные								
		2	Ведомость разделов комплекта рабочей документации								
Спраб. №		3	Ведомость ссылочных и прилагаемых документов								
		Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих норм и правил и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных мероприятий.									
		Должность		Фамилия		Подпись		Дата			
		Гл. инженер проекта		Третьяков							
Подп. и дата											
Инф. № докл.											
Взам. инв. №											
Подп. и дата											
Инв. № подл.											

Изм.

Лист

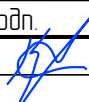
№ докум.

Подп.

Дата

Нач. отд.

Кривошеин



08.25

Разраб.

Конобало



08.25

ГИП.

Третьяков



08.25

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ТП

Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ

Общие данные

Стадия

Лист

Листов

РД

1

3

АО «Профэнерго»

Копировал:

Формат А4

Ведомость разделов комплекта рабочей документации												
Лист		Наименование					Шифр					
1-3		Общие данные					308780/ПС-22-ТМ-РП1 ТП					
1-33		Пояснительная записка					308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ					
1-12		Описание информационного обеспечения					308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5					
1		Кабельный журнал					308780/ПС-22-ТМ-РП1 С6.1					
1		Схема структурная комплекса телемеханики и АИИСКУЭ					308780/ПС-22-ТМ-РП1 С1.1					
1		Схема организации передачи данных по каналам GSM с использованием оборудования шифрования VirNet					308780/ПС-22-ТМ-РП1 С1.2					
1		«Комплект ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124» Схема внутренних соединений					308780/ПС-22-ТМ-РП1 СБ					
1		«Комплект ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124» Сборочный чертеж					308780/ПС-22-ТМ-РП1 В0					
1-2		«Комплект ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124» Схема внешних соединений					308780/ПС-22-ТМ-РП1 С5.1					
1-6		Схема подключения цепей контроля, управления и измерения					308780/ПС-22-ТМ-РП1 С4.1					
1		Схема трасс прокладки кабельных линий телемеханики и АИИСКУЭ					308780/ПС-22-ТМ-РП1 С7					
1		Спецификация оборудования и материалов					308780/ПС-22-ТМ-РП1 В4					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата						308780/ПС-22-ТМ-РП1 ТП		Лист
										2		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата								

Копировал:Формат А4

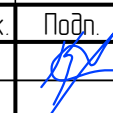
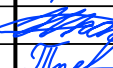
Инф. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инф. № дубл.	Подп. и дата

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов				
Листов	Наименование		Примечание	
	Прилагаемые документы			
Приложение 1	Однолинейная схема подстанции			
Приложение 2	Опросный лист секция 1			
Приложение 3	Опросный лист секция2			
Приложение 4	Компоновка оборудования подстанции			
Приложение 5	Перечень точек учёта			
Приложение 6	Технические условия			
Приложение 7	Акт плановой инспекционной проверки производства		№ ИА-10/25	
Приложение 8	Акт плановой инспекционной проверки производства		№ ИА-11/25	
Приложение 9	Акт плановой инспекционной проверки производства		№ ИА-7/25	
Приложение 10	Акт плановой инспекционной проверки производства		№ ИА-12/25	
Приложение 11	Сертификат соответствия		№ ЕАЭС KG417/039.RU.02.04.985	
Приложение 12	Лицензия на деятельность по разработке и производству средств защиты конфиденциальной информации		КИ 0269 № 013509	
Приложение 13	Лицензия на осуществление разработки и производства средств защиты		ЛСЗ № 0015122 Пер. № 16434 Н	
Приложение 14	Сертификат IEC 61850		№ 10057347-INC 17-2443	
Приложение 15	Свидетельство об утверждении типа средств измерений		RU.C.33.004.A № 64392	
Приложение 16	Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ		№ 2012619552	
Приложение 17	Протокол испытаний на соответствие требованиям по параметрам ЭМС		№ 0501-2-17	
Приложение 18	Сертификат соответствия на соответствие требованиям ГОСТ IEC 60870-4-2011		№ 610-04-07/2018	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ТП	Лист
						3

Оглавление

1.	Общие положения.....	3
1.1.	Наименование системы.....	3
1.2.	Основание для разработки.....	3
1.3.	Наименование объекта.....	3
1.4.	Разработчик системы.....	3
1.5.	Стадия проектирования.....	3
1.6.	Сроки выполнения работ.....	3
1.7.	Цели, назначение и область использования.....	3
1.8.	Соответствие проекта телемеханики и учёта РП действующим правилам и нормам.....	3
1.9.	Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании.....	4
2.	Описание процесса деятельности.....	5
2.1.	Описание объекта автоматизации.....	5
2.2.	Описание организационной структуры.....	5
2.3.	Описание процесса деятельности.....	5
2.3.1.	Организация контроля функционирования силового оборудования.....	5
2.3.2.	Организация учета электроэнергии.....	6
2.3.3.	Организация контроля ПКЭ.....	6
3.	Основные технические решения.....	7
3.1.	Решения по структуре системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.....	7
3.1.1.	Решения по структуре системы автоматизации.....	7
3.1.2.	Решения по средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.....	8
3.1.3.	Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение ее совместимости.....	9
3.2.	Решения по режимам функционирования системы телемеханики.....	10
3.2.1.	Функционирование системы автоматизации РП в нормальном режиме.....	10
3.2.2.	Пуск и останов подсистемы телемеханики.....	10
3.2.3.	Пуск и останов подсистемы учета.....	10
3.2.4.	Функционирование системы в режиме аварии электропитания.....	11
3.2.5.	Функционирование при обрыве каналов передачи данных.....	11
3.2.6.	Функционирование в режиме повышенной информационной нагрузки.....	11
3.2.7.	Регламент функционирования ИВК ПАО «Россети Московский регион».....	12
3.3.	Описание основных функций системы автоматизации подстанции.....	13
3.3.1.	Телеуправление.....	13
3.3.2.	Телесигнализация.....	14
3.3.3.	Измерение электрических параметров.....	16
3.3.4.	Учет электроэнергии.....	16
3.3.5.	Контроль параметров качества электроэнергии.....	17
3.3.6.	Обеспечение информационной безопасности.....	17
3.4.	Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте.....	22
3.4.1.	Общие сведения о ПТК.....	22
3.4.2.	Структура комплекса технических средств ТП.....	22
3.4.3.	Основные характеристики контроллеров подстанции.....	22
3.4.4.	Основные характеристики контроллеров присоединения.....	24
3.4.5.	Решения по электропитанию технических средств телемеханики.....	26
3.4.6.	Заземление технических средств ТМ.....	27
3.4.7.	Решения по размещению технических средств на объекте.....	28
3.4.8.	Решения по защите от несанкционированного доступа.....	28
3.5.	Решения по составу информации и способам её организации.....	29
3.5.1.	Организация сбора и передачи информации.....	29
3.5.2.	Решения по структуре информационного обмена с сервером ЦППС диспетчерского пункта.....	29
3.5.3.	Решения по структуре информационного обмена с уровнем ИВК АИИС КУЭ филиала «Энергоучет».....	30

Согласовано						Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ						
	Изм.	Кол.чч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ Пояснительная записка						
	Нач. отд.		Кривошеин			08.25									
	Разраб.		Коновалов			08.25									
	ГИП.		Третьяков			08.25									
									Стадия	Лист	Листов				
									РД	1	34				
									АО «Профэнерга»						

1. Общие положения.

1.1. Наименование системы

Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ

1.2. Основание для разработки

1.2.1. Технические условия №И-24-00-524953/125.

1.3. Наименование объекта

Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до сооруж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР-г. Москва, пр-кт Вернадского, ул. Лобачевского, з/у28/36, влд. 62

1.4. Разработчик системы

АО «ПрофЭнерго»

1.5. Стадия проектирования

Рабочая документация.

1.6. Сроки выполнения работ

2025 год.

1.7. Цели, назначение и область использования.

Настоящая система ТМ и АИИСКУЭ предназначена для осуществления автоматизированного контроля и управления режимами электроснабжения, режимами работы электрооборудования РП, контроля качества электрической энергии, а также для сбора информации и потребления электрической энергии.

Данная система осуществляет сбор и обработку данных, а также передачу данных на вышестоящие уровни. Система интегрируется в систему диспетчерского контроля соответствующего эксплуатационного района МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион» в качестве подсистемы уровня контролируемого пункта, а также осуществляет взаимодействие с уровнем ИВК системы АИИСКУЭ «Энергоучет» – филиала ПАО «Россети Московский регион», в качестве подсистемы уровня ИВКЭ.

1.8. Соответствие проекта телемеханики и учёта РП действующим правилам и нормам

- 1.8.1. Применяемое оборудование соответствует требованиям регламентов таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», и имеет соответствующие сертификаты соответствия.
- 1.8.2. Для построения систем автоматизации объектов распределительной сети применяется оборудование, прошедшее в установленном порядке аттестацию на соответствие требованиям стандартов ПАО «РОССЕТИ», и имеющее действующее аттестационное свидетельство и рекомендацию к применению на объектах ПАО «РОССЕТИ».
- 1.8.3. Оборудование телемеханики соответствует требованиям, установленным к измерительным и управляющим комплексам в ГОСТ 24.104-85.
- 1.8.4. Устройства телемеханики, применяемые в проекте имеют сертификат соответствия ГОСТ ИЕС 60870-4-2011 и соответствует следующим техническим требованиям: Класс безотказности – R3, Класс готовности А3, Класс ремонтпригодности М4, Класс времени ремонта RT4, Класс достоверности данных I3 (вероятность появления необнаруженных ошибок – не выше 10^{-14}
- 1.8.5. Программное обеспечение комплекса имеет соответствующее свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.
- 1.8.6. Технические решения соответствуют требованиям «Правила устройства электроустановок» (Госэнергонадзор, 7-е изд., Дополненное с исправлениями. «Энергосервис», 2009 г.).
- 1.8.7. Предусмотрено защитное заземление нетоковедущих частей оборудования и корпусов технических средств в соответствии с ГОСТ 12.1030.
- 1.8.8. Оборудование передачи данных, устанавливаемое на подстанции соответствует ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005.
- 1.8.9. Протоколы обмена данными между средствами телемеханики и защитной автоматики в шинах передачи данных уровня контролируемого пункта соответствуют спецификациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2006

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
									3

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

- 1.8.10. Протокол обмена данными с приборами учета электрической энергии соответствует спецификации СПОДЭС
- 1.8.11. Протоколы обмена данными с вышестоящими уровнями соответствуют спецификациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2006 и IEC 61850-8.1 (MMS)
- 1.8.12. Методы измерения показателей качества электроэнергии соответствуют ГОСТ Р 30804.4.30-2013.
- 1.8.13. Устройства сбора и передачи данных (УСПД) соответствуют требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019
- 1.8.14. Проектируемая система соответствует 3-му классу защищенности, согласно Приказа ФСТЭК от 14 марта 2014 г. №31 и уровню 1Г согласно требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».
- 1.8.15. Средства защиты информации системы соответствуют 6-му уровню доверия в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России №131 от 30.07.2018 «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к СЗИ и СОБИТ»

1.9. Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании

- 1.9.1. СТО 34.01-21-005-2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4 – 220кВ. Стандарт организации «ПАО» РОССЕТИ».
- 1.9.2. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110–220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ.
- 1.9.3. СТО 34.01-4.1-009-2019. Методические указания по проектированию и эксплуатации технологических защит и автоматики, выполненных на базе микропроцессорной техники на объектах электросетевого комплекса ПАО «РОССЕТИ».
- 1.9.4. ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 Сети и системы связи на подстанциях. Стандарт организации ПАО «РОССЕТИ».
- 1.9.5. СТО 34.01-5.1-009-2019. Приборы учёта электроэнергии. Общие технические требования ГОСТ 24.104-85. Межгосударственный стандарт. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- 1.9.6. ГОСТ Р 59793-2021 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 1.9.7. ГОСТ 34.201-2020 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов.
- 1.9.8. ГОСТ Р 59795-2021 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
- 1.9.9. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85
- 1.9.10. ГОСТ 24.104-85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- 1.9.11. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 1.9.12. РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
- 1.9.13. ГОСТ 12.2.007.0-75 Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
- 1.9.14. ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- 1.9.15. ГОСТ Р 51318.22-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний;
- 1.9.16. ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования;
- 1.9.17. ГОСТ Р 52069.0-2013 Защита информации. Система стандартов

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	1.9.15. ГОСТ Р 51318.22-99 Соответствие технических средств электромагнитной兼容性 японских аналоговых от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний; 1.9.16. ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования; 1.9.17. ГОСТ Р 52069.0-2013 Защита информации. Система стандартов									
						308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							4

2. Описание процесса деятельности

2.1. Описание объекта автоматизации

Распределительный пункт представляет собой обособленные помещения на первом этаже здания, расположенного по адресу г.Москва, пр-кт Вернадского, ул.Лобачевского, з/у28/36, влд. 62. РП представлен четырьмя помещениями, разбитыми на две секции, по одному помещению РУ-10кВ секцию соответственно, а также по одному помещению с ячейками РП на секцию соответственно. Распределительное устройство РП выполнено камерами КСО-298 MSi с терминалами релейной защиты БЗМП.

В качестве каналов связи трансформаторных подстанций с районным диспетчерским пунктом (РДП) применяется волоконно-оптическая линия связи (основной канал) и GPRS-Internet (резервный канал).

Система телемеханики РП интегрируется в автоматизированную систему диспетчерского контроля и управления (АСДКУ) РДП Московской кабельной сети (МКС). АСДКУ представляет собой интегрированную иерархическую систему управления, сочетающую функции оперативного и автоматического управления.

Структурная схема системы телемеханики с учёта распределительного пункта имеет вид, представленный на чертеже 308780/ПС-22-ТМ-РП1 С1.

2.2. Описание организационной структуры.

Техническое обслуживание электроустановок распределительных сетей осуществляет оперативный электротехнический персонал. Для оперативного решения задач технического обслуживания организовано круглосуточное дежурство оперативно-выездных бригад (ОВБ).

Обслуживание технических средств системы автоматизации осуществляется производственной службой СЭТМ МКС – филиал ПАО «Россети Московский регион».

Обслуживание и пломбирование приборов учета электрической энергии осуществляет «Энергоучет» – филиал ПАО «Россети Московский регион».

2.3. Описание процесса деятельности.

2.3.1. Организация контроля функционирования силового оборудования.

При отсутствии телемеханики РП, информацию об изменениях в распределительной сети диспетчер получает от оперативного персонала, находящегося непосредственно на объекте.

Для получения информации о режимах работы и состоянии оборудования, ОВБ обязаны периодически совершить осмотр оборудования всех неконтролируемых электроустройств. Такой способ мониторинга режимов работы распределительной сети не позволяет своевременно получать актуальную информацию и не позволяет обеспечить требуемую эффективность принятия решений.

Управление распределительной сетью осуществляется путем выдачи заданий и бланков переключений установленной формы оперативно-выездным бригадам. Информацию о выполнении операций по управлению сетевыми распределительными устройствами диспетчер получает от оперативно-выездных бригад по телефонной связи.

Телемеханизация энергообъектов позволяет реализовать следующие важнейшие, с точки зрения организации процесса деятельности диспетчерского пункта распределительных сетей, функции:

- Обеспечение диспетчерской службы МКС средствами для дистанционного контроля и управления электрооборудованием.
- Обеспечение возможности дистанционного управления распределительной сетью
- Обеспечение оперативного персонала данными о режимах работы технологического оборудования.

В результате телемеханизации энергообъектов, процесс обновления информации осуществляется автоматически. Все изменения регистрируются в журнале и сохраняются в архивах с меткой времени возникновения события, что обеспечивает возможность просмотра событий за определенный промежуток времени. ТМ/УСПД позволяет получать актуальную информацию о состоянии распределительной сети и принимать своевременные решения об управлении сетью.

Дистанционное управление коммутационными аппаратами позволяет диспетчеру самостоятельно выполнять операции по оперативному управлению режимами работы распределительной сети. Наличие в системе технических средств и программного обеспечения для определения аварийных ситуаций, определения места и характера повреждения, позволяет реализовать алгоритмы локализации места возникновения аварии и восстановления нормального режима электроснабжения потребителей.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ	5

2.3.2. Организация учета электроэнергии

В соответствии с п.144 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства РФ от 4-го мая 2012 г. №442, приборы учета подлежат установке на границах балансовой принадлежности объектов электроэнергетики.

Для измерения электроэнергии на РУ-10кВ в РП, точки коммерческого учета электроэнергии организуются в ячейках ввода и отходящих линий 10кВ.

Измерительные трансформаторы тока коммерческого учета устанавливаются на выводах шин отходящих ячеек 10кВ.

Приборы коммерческого и технического учета устанавливаются на дверцах ячеек, расположенных в помещении РУ-10 кВ.

В соответствии с п.145 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства РФ от 4-го мая 2012 г. №442, обязанность по обеспечению оснащения объекта приборами учета, а также по обеспечению допуска установленных приборов учета в эксплуатацию возлагается ПАО «Россети Московский регион».

В связи с тем, что данные приборы учета электроэнергии устанавливаются и допускаются в эксплуатацию в границах объекта ПАО «Россети Московский регион», то обязанности по обеспечению сохранности и целостности прибора учета, а также пломб и знаков визуального контроля, обязанности по снятию и предоставлению показаний лицам, определенным в соглашении с собственником прибора, возлагаются ПАО «Россети Московский регион». Обязанности по обеспечению поверки измерительных трансформаторов несет их собственник – ПАО «Россети Московский регион».

Реализация функции УСПД позволяет интегрировать все приборы контроля электроэнергии объекта в систему АИС КУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион», и автоматизировать процесс сбора данных и обработки показаний приборов учета.

2.3.3. Организация контроля ПКЭ

Контроль параметров качества электроэнергии, в отсутствие системы автоматизации и подсистемы контроля ПКЭ, осуществляется периодически, путем установки на проверяемом присоединении переносного прибора контроля параметров качества ЭЭ.

Установка на вводах РУ-10 кВ приборов учета электрической энергии, совмещающих функции прибора контроля параметров качества электрической энергии, позволит на постоянной основе контролировать ПКЭ, иметь архив отчетов. Наличие цифровых интерфейсов и встроенного web-сервера, позволяет осуществлять удаленный доступ к прибору для формирования и вычитывания отчетов ПКЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 6
Изм.	Кол.цч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ			

3. Основные технические решения

3.1. Решения по структуре системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.

3.1.1. Решения по структуре системы автоматизации

Комплекс средств автоматизации строится на базе комплекта оборудования, в состав которого входит Сервер сбора и обработки данных с программным обеспечением и необходимым набором интерфейсов связи для обеспечения всех коммуникаций, модули телемеханики для ввода и обработки дискретных сигналов, а также устройства, обеспечивающие бесперебойное электропитание оборудования автоматизации.

Сервер сбора и обработки данных, устанавливаемый на сетевых объектах распределительных сетей должен обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- Контроллер системы телемеханики (Контроллер ТМ, сервер ТМ);
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- Сервер доступа к данным;
- Сервер последовательных портов;
- Ethernet коммутатор/маршрутизатор
- GPRS (3G) модем/роутер;
- Сервер связи (FEP-процессор);
- Конвертер протоколов;
- Логический контроллер для реализации функций автоматики распределительной сети на уровне объекта автоматизации.
- Шлюз информационной безопасности

Комплекс технических средств автоматизации подстанции строится в соответствии со структурой силового и вспомогательного оборудования подстанции, и делится на подсистемы в соответствии с выполняемыми функциями. Это позволяет строить системы телемеханики ТП из типовых блоков и масштабировать систему в полном соответствии с развитием силового оборудования и функция системы. Кроме того, позволяет разрабатывать и внедрять типовые алгоритмы управления.

Программно-технический комплекс TOPAZ включает специализированные контроллеры, специально разработанные для решения задач управления распределительными сетями, и обеспечивает построение системы автоматизации в соответствии с моделью системы распределительной сети электроснабжения.

3.1.1.1. Подсистема телемеханики

Подсистема телемеханики строится как иерархическая распределенная система сбора данных, в которой выделяются три основных подуровня.

На нижнем уровне система должна включать первичные источники измерительной и дискретной информации.

Средний уровень системы включает в себя контроллеры присоединений, выполняющие функции сбора и обработки информации и выдачи команд управления коммутационными аппаратами.

Верхний уровень системы телемеханики представляет собой сервер сбора, обработки и передачи данных TOPAZ DAS MX240 E4R6. Сервер сбора, обработки и передачи данных, в соответствии с требованиями к размещению оборудования системы телемеханики, устанавливается в навесном шкафу.

Контроллер подстанции обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- Контроль основного и вспомогательного оборудования подстанции и охранную сигнализацию дверей;
- Опрос контроллеров присоединения, контролирующих состояние и параметры ячеек высокого напряжения по протоколу МЭК 60870-5-101;
- Обработка информации и реализация заданных алгоритмов автоматизированного управления;
- Обмен информацией с верхним уровнем по протоколу в соответствии МЭК 60870-5-104 (либо IEC 61850-8.1 (MMS)).

Для контроля и управления присоединениями распределительного устройства среднего напряжения используются устройства телемеханики TOPAZ HVD3 RTU7 и TOPAZ HVD3 RTU5, устанавливаемые в ячейках.

Устройства телемеханики TOPAZ HVD3 RTU7 обладают полным набором функций, необходимых для обеспечения контроля всех требуемых параметров для конкретного присоединения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ			

3.1.1.2. Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии

Подсистема сбора данных с приборов учета электроэнергии выполняет функции уровня ИВКЭ системы АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион».

АИИС КУЭ является информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. АИИС КУЭ является многоуровневой информационно-вычислительной системой с распределенной функцией выполнения измерений для коммерческого учета.

В структурной схеме АИИС КУЭ можно выделить три уровня:

Первый уровень образуют измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК) выполняющие функцию проведения измерений и включающие в себя следующие элементы:

- Трансформаторы тока;
- Электронные счетчики электрической энергии.

На этом уровне осуществляется измерение потребленной/отпущенной электроэнергии и мощности счетчиками ЭЭ, отображение показаний счетчика на индикаторе и обеспечивается возможность передачи их на вышестоящие уровни.

Второй уровень образуют информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие в себя специализированные устройства сбора и передачи данных (УСПД) выполняющий функции сбора информации со счетчиков ЭЭ установленных на подстанции.

Третий уровень образуют собой информационно-вычислительные комплексы (ИВК), компьютеры со специализированным программным обеспечением для выполнения функции сбора и хранения результатов измерений.

Настоящим проектом предусматривается организация уровня ИВКЭ, включая организацию взаимосвязи с уровнем ИИК и передачу данных с УСПД РП на ИВК ПАО «Россети Московский регион». Функции УСПД выполняет комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124» производства ООО «ПиЭлСи Технолджи».

Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124», устанавливаемый в помещении РУ-10кВ секции 2 РП, осуществляет передачу данных с приборов учета. Для организации сбора данных со счетчиков, используется технологическая сеть стандарта RS-485.

Контроллер ТОРАЗ ИЕС DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-TM, входящий в комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124», выполняет функцию сервера последовательных портов и обеспечивает туннелирование последовательных интерфейсов (RS-485) через сеть TCP/IP, и сбор данных со счетчиков настоящей подстанции и передачу на УСПД установленный на ИВК ПАО «Россети Московский регион». Передача данных на уровень ИВК организуется на базе высокоскоростных беспроводных технологий пакетной передачи данных с использованием услуг, предоставляемых операторами сотовой связи.

Для нужд этой подсистемы контроллер подстанции выполняет функции УСПД в следующем объеме:

- Опрос приборов учета и приборов контроля ПКЭ;
- Хранение архивов электропотребления;
- Обмен данными с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион».
- Прямой доступ к параметрам приборов учета и приборов контроля ПКЭ.

3.1.2. Решения по средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы

Контроллеры присоединения и контроллер подстанции объединены в единую локальную информационную сеть контролируемого объекта. Сеть организована на базе промышленного интерфейса RS-485. Для повышения отказоустойчивости, сеть интерфейса RS-485 резервируется. Резервируемая сеть представляет собой двойную магистраль обмена данными, для организации которой используется по два независимых порта RS-485 каждого устройства, включаемого в магистраль. Каждая из шин двойной магистрали работает независимо. Шины гальванически развязаны друг от друга. Функционирование двойной магистрали и функции сетевого резервирования обеспечиваются контроллером подстанции. Обмен данными в локальной сети контролируемого пункта обеспечивается в соответствии со спецификацией МЭК 60870-5-101.

Приборы учета электрической энергии и контроллер подстанции, выполняющий функции УСПД, объединены в единую локальную информационную сеть на базе промышленного интерфейса RS-485. Для организации опроса приборов учета, используется отдельный порт RS-485 контроллера. Обмен данными в локальной сети контролируемого пункта обеспечивается в соответствии со спецификацией СПОДЭС.

Для интеграции существующих на подстанции приборов учета, имеющих цифровые интерфейсы для передачи данных, но не поддерживающих спецификацию СПОДЭС, может быть использованы другие протоколы приборов учета.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Контроллеры присоединения и контроллер подстанции объединены в единую локальную информационную сеть контролируемого объекта. Сеть организована на базе промышленного интерфейса RS-485. Для повышения отказоустойчивости, сеть интерфейса RS-485 резервируется. Резервируемая сеть представляет собой двойную магистраль обмена данными, для организации которой используется по два независимых порта RS-485 каждого устройства, включаемого в магистраль. Каждая из шин двойной магистрали работает независимо. Шины гальванически развязаны друг от друга. Функционирование двойной магистрали и функции сетевого резервирования обеспечиваются контроллером подстанции. Обмен данными в локальной сети контролируемого пункта обеспечивается в соответствии со спецификацией МЭК 60870-5-101. Приборы учета электрической энергии и контроллер подстанции, выполняющий функции УСПД, объединены в единую локальную информационную сеть на базе промышленного интерфейса RS-485. Для организации опроса приборов учета, используется отдельный порт RS-485 контроллера. Обмен данными в локальной сети контролируемого пункта обеспечивается в соответствии со спецификацией СПОДЭС. Для интеграции существующих на подстанции приборов учета, имеющих цифровые интерфейсы для передачи данных, но не поддерживающих спецификацию СПОДЭС, может быть использованы другие протоколы приборов учета.														
			<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч.	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата												

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист 8

Каналы передачи данных для обмена информацией с диспетчерским пунктом соответствующего РЭР МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион», являются частью Технологической Сети Передачи Данных (ТСПД) МКС – ПАО «Россети Московский регион».

Для включения локальной технологической сети трансформаторной подстанции в состав ТСПД МКС, предусматривается организация проводного или беспроводного канала передачи данных.

Для организации беспроводных каналов передачи технологической информации, настоящим техническим решением предусматривается использование платы расширения GSM в составе контроллера подстанции.

Контроллер подстанции осуществляет обмен данными с оборудованием вышестоящего уровня в соответствии с процедурами ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 в отношении всего объема телеинформации, который для целей обмена с вышестоящими уровнями консолидируется и буферизируется в базе текущих параметров контроллера подстанции.

Варианты организации связи с диспетчерским пунктом по проводным каналам передачи данных, рассматриваются проектами по организации таких каналов.

Для подключения к каналобразующей аппаратуре предусматривается свободный порт Ethernet 100/10 Base TX коммуникационного контроллера (Data Access Server). Протокол передачи данных на верхний уровень соответствует ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004.

3.1.3. Решения по взаимосвязям АС со смежными системами и обеспечение ее совместимости

Предусмотрена возможность расширения функционала системы для организации прямых каналов обмена данными с другими вышестоящими диспетчерскими пунктами и центрами управления сети (например, при организации резервного диспетчерского пункта). Взаимодействие может быть организовано по стандартным протоколам (например, по МЭК 60870-5-104). Для организации такого взаимодействия, в сервере сбора и обработки данных подстанции должна быть создана новая магистраль обмена с диспетчерским пунктом с явным указанием IP-адреса нового диспетчерского пункта, произведена настройка протокола передачи данных.

На уровне контролируемого пункта предусматривается возможность информационного сопряжения системы телемеханики объекта со смежными системами (устройства защитной автоматики, средства учета, и т.д.).

Перечень поддерживаемых протоколов, доступных в TOPAZ DAS MX240 для организации сопряжения со смежными и вышестоящими системами, представлен в таблице 1.

Таблица 1. Перечень поддерживаемых протоколов.

№	Название протокола	Назначение
1	МЭК-60870-5-101, МЭК-60870-5-104, МЭК-60870-6 (TASE2)	Обмен данными со смежными и вышестоящими системами
2	МЭК-61850-9.2 (SV20, SV80, SV256)	Обмен данными в шине процесса
3	МЭК-61850-8.1 (GOOSE, MMS)	Обмен данными в шине процесса и в шине подстанции. Обмен данными с вышестоящими системами
4	RTU 327	Обмен данными с уровнем ИВК систем учета
5	Протоколы счетчиков (СПОДЭС, меркурий, СЭТ и другие)	Обмен данными с приборами учета
6	Протоколы РЗА (МЭК-60870-5-103, SPA-BUS, Modbus и другие)	Обмен данными с устройствами защитной автоматики
7	OPC UA	Обмен данными со сторонними и вышестоящими системами
8	MODBUS-Serial, MODBUS-TCP	Интеграция смежных устройств

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 9
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ			

3.2.1. Функционирование системы автоматизации РП в нормальном режиме

Ввод данных в систему осуществляется посредством автоматических датчиков и измерительных приборов.

Электропитание комплекса телемеханики подстанции осуществляется от системы питания собственных нужд подстанции. В нормальном режиме питание осуществляется от основного ввода ~ 220В, с обязательным контролем состояния резервного ввода.

Предоставление информации (вывод) осуществляется как в автоматическом режиме, так и по запросу эксплуатирующего персонала. Объем и способ вывода данных в различных режимах определяется разделом «Описание информационного обеспечения».

Сбор и обработка данных от подсистемы УСПД осуществляется в ПТК «Пирамида-сети» на уровне ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет» ПАО «Россети Московский регион»

Предусматривается автоматический пуск всех элементов системы при подаче питания. При этом очередность запуска функциональных узлов системы значения не имеет.

Функционирование системы предусматривается в безостановочном режиме, то есть останов системы, либо ее частей пользовательскими средствами не предусматривается. Вывод системы из работы осуществляется обслуживающим персоналом.

Пуск приборов учета осуществляется после допуска установленных приборов учета в эксплуатацию в соответствии с п. 152 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением правительства РФ от 4-го мая 2012 г. №442

Пуск системы осуществляется при подаче питания на элементы системы. При этом очередность запуска функциональных узлов системы значения не имеет.

Пользовательскими настройками в системе определяются:

- Выбор режима работы системы (просмотра, редактирования);
- Настройка конфигураций групп точек учета для построения отчетов по балансам электрической энергии и мощности;
- Настройка рабочих директорий хранения файлов отчетных форм и файлов шаблонов отчетных форм.
- Ввод начальных значений показаний счетчиков электрической энергии.

Функционирование системы предусматривается в постоянном режиме. Понятие останова системы не рассматривается, поскольку АИИС КУЭ представляет собой совокупность самостоятельных узлов, выполняющих свои функции независимо от функционирования отдельных частей АИИС КУЭ. Так при выводе из работы сервера ИВК третьего уровня, данные от точек учета продолжают собираться и накапливаться на уровне ИВКЭ. При выводе из работы УСПД уровня ИВКЭ, данные должны сохраняться в памяти устройств уровня ИИК.

Остановка серверов и рабочих станций АИИС КУЗ для технического обслуживания осуществляется в соответствии с графиком технического обслуживания.

Вывод из работы приборов учета с целью их замены, ремонта или проверки, осуществляется в порядке, определенном п.14.9 основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии.

Формат	A4
--------	----

3.2.4. Функционирование системы в режиме аварии электропитания.

Режим аварии электропитания возникает при снижении напряжения собственных нужд подстанции ниже 180В. При наличии резервного ввода питания, система телемеханики автоматически переключится на электропитание от резервного источника. При этом будут сформированы сигналы об аварии основного ввода электропитания и переходе на резервный ввод.

При полном прекращении внешнего электроснабжения система формирует сигнал об аварии внешнего электроснабжения, и переходит на электропитание от собственного накопителя электроэнергии. В этом режиме сохраняются все функции системы. При возобновлении внешнего электроснабжения в период работы системы от внутреннего источника питания, система автоматически переходит на электропитание от внешнего источника, одновременно система переходит в режим заряда накопителя энергии для возобновления ресурса внутреннего источника питания.

В случае исчерпания ресурса внутреннего источника питания и невозможности внешнего электроснабжения, выполняется корректное завершение процессов контроллера телемеханики и безопасное отключение системы.

При появлении рабочего напряжения электропитания на основном или резервном вводе, пуск системы происходит автоматически. После старта системы формируются сигналы на верхний уровень о режимах работы системы электропитания.

3.2.5. Функционирование при обрыве каналов передачи данных

При работающем основном канале и нарушении целостности резервного канала передачи данных, формируется диагностическое сообщение о неисправности канала. Сообщение отображается на диагностических мнемосхемах на АРМ Телемеханика, а также в системе мониторинга информационных систем.

При нарушении функционирования основного канала передачи данных, но при действующем резервном канале, поток данных направляется по резервному каналу. Время задержки сигналов при переключении каналов определяется алгоритмами функционирования ТСПД, протоколами резервирования и таймаутами. Потери информации при этом не происходит, поскольку на время переключения каналов данные буферизируются в контроллере телемеханики. Формируется сообщение о нарушении функционирования основного канала связи и переходе на резервный канал.

При полном разрыве связи между контролируемым пунктом и оборудованием пункта управления, накопление и архивирование событий осуществляет контроллер телемеханики. При восстановлении связи, опрос восстанавливается, и данные из буфера передаются на верхний уровень. Поскольку при этом все данные имеют метку времени события, в архиве на диспетчерском пункте восстанавливается хронология событий.

3.2.6. Функционирование в режиме повышенной информационной нагрузки

Предаварийный и аварийный режимы функционирования силового оборудования подстанций характеризуются значительным всплеском информационной нагрузки систем телемеханики, вызванным формированием сигналов АПТС, сигналов изменения оперативного состояния оборудования, а также резким возрастанием аналоговых сигналов, вызванных переходными процессами в контролируемой сети. Проверка функционирования комплекса в режимах повышенной информационной нагрузки (штормовые испытания) являются неотъемлемой частью программ испытаний при аттестации комплексов телемеханики подстанций энергосистемы.

ПТК ТОРАЗ прошел аттестационные испытания НТЦ ФСК ЕЭС и имеет положительное заключение комиссии и рекомендации к применению. В настоящем разделе приводим выдержку из Технических условий на ПТК ТОРАЗ, ТУ 4252-001-89466010-2009, подтвержденные протоколами аттестационных испытаний АСУ ТП от 13.02.2013.

Таблица 2. Требование ПАО «РОССЕТИ» к быстрдействию ПТК в режиме нормальной (повышенной «штормовой») информационной нагрузки

	Характеристика	Требование к ПТК	Показатели ПТК ТОРАЗ
1	Задержка от подачи оператором команды вызова информации до вывода на экран монитора;	не более — 5 с	≈ 1 с
2	Периодичность обновления информации на экране монитора;	2 с	≈ 1 с
3	Задержка в отображении спонтанно появляющихся сигналов предупредительной и аварийной сигнализации на экранах мониторов операторских станций	2 с	≈ 1 с
4	Время задержки появления звуковой и световой сигнализации по отношению к моменту возникновения информации	не более 2 с.	≈ 1 с
5	Время доставки сообщений по G00SE интерфейсу при использовании протокола IEC 61850	не более 50 (100) мс	≈ 7 мс
6	Время доставки сигналов на высшие уровни иерархии с использованием протоколов IEC 60870-5-101/104 (без учета задержек в каналах связи)	не более — 1 (2) с	≈ 1 с
7	Точность привязки меток времени дискретных сигналов к астрономическому времени	Не хуже 1 (5) мс	<1 мс с PPS 1 мс без PPS

4252-001-89466010-2009, подтвержденные протоколами испытаний АСУ ТП от 13.02.2013.

Таблица 2. Требование ПАО «РОССЕТИ» к быстрдействию ПТК в режиме нормальной (повышенной «штормовой») информационной нагрузки

	Характеристика	Требование к ПТК	Показатели ПТК TOPAZ
1	Задержка от подачи оператором команды вызова информации до вывода на экран монитора;	не более — 5 с	≈ 1 с
2	Периодичность обновления информации на экране монитора;	2 с	≈ 1 с
3	Задержка в отображении спонтанно появляющихся сигналов предупредительной и аварийной сигнализации на экранах мониторов операторских станций	2 с	≈ 1 с
4	Время задержки появления звуковой и световой сигнализации по отношению к моменту возникновения информации	не более 2 с.	≈ 1 с
5	Время доставки сообщений по GOOSE интерфейсу при использовании протокола IEC 61850	не более 50 (100) мс	≈ 7 мс
6	Время доставки сигналов на высшие уровни иерархии с использованием протоколов IEC 60870-5-101/104 (без учета задержек в каналах связи)	не более — 1 (2) с	≈ 1 с
7	Точность привязки меток времени дискретных сигналов к астрономическому времени	Не хуже 1 (5) мс	<1 мс с PPS 1 мс без PPS

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.

Кол.уч

Лист

№ док.

Подп.

Дата

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист

11

3.2.7. Регламент функционирования ИВК ПАО «Россети Московский регион»

АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» функционирует автономно в круглосуточном режиме. Все функции, кроме генерации и печати отчетных форм АИИС КУЭ выполняет автоматически.

Генерация и печать отчетных форм осуществляется по заданию оператора АИИС КУЭ.

Каждый отчет формируется по форме в соответствии с п. 7 раздела «Информационное обеспечение» в виде нескольких файлов (вкладок) соответственно по активной и реактивной энергии, а также по различным тарифам.

Суточные отчеты должны иметь сокращенную и полную форму. Сокращенная форма должна содержать сведения о точках учета (или группах точек учета), данные по энергопотреблению на начало и на конец периода, и данные по расходу электроэнергии. Групповые отчеты должны так же содержать сведения о балансе расхода электроэнергии в группе.

Полные формы должны содержать детализацию отчетов. Суточные отчеты должны содержать детализацию по 30-ти минутным срезам, месячные отчеты – по суточным срезам, годовые отчеты – по месячным срезам.

Сохранение файлов отчета должно выполняться автоматически. При создании файла отчета, ему автоматически присваиваются имя и директория хранения на жестком диске в соответствии с заданными атрибутами.

При отсутствии или недостоверности данных за отчетный период, или за часть отчетного периода, отчет, тем не менее, должен быть сформирован, но данные должны иметь пометку о недостоверности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 12	
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ				

3.3. Описание основных функций системы автоматизации подстанции

3.3.1. Телеуправление

Телеуправление – управление коммутационными аппаратами (включение, отключение), управление режимами работы оборудования.

Конструкция оборудования обеспечивает выполнение команд телеуправления силовыми выключателями (телевключение; телеотключение). Все управляемые присоединения оснащаются моторными приводами в комплекте с платами управления, а на выходные внешние клеммы ячеек выводятся соответствующие цепи управления.

Команды телеуправления коммутационным оборудованием сетевых объектов относятся к группе особо ответственных команд. Ввод команды телеуправления доступен только пользователям, зарегистрированным с правами диспетчера.

При вводе команд ТУ, диспетчер обязан руководствоваться следующими инструкциями:

- Все переключения на подстанциях должны выполняться в соответствии с инструкциями по производству переключений.
- Операцию переключения выключателя следует считать выполненной после поступления известительной информации, передаваемой в обратном направлении устройством ТС.
- Одновременно разрешается выполнять операцию ТУ только одним выключателем. Каждая последующая операция должна выполняться после окончания предыдущей. Перед выполнением операции ТУ должны быть квитированы все сигналы положения выключателей и аварийные сигналы, если они поступили в результате технологического нарушения на электроустановке. При наличии не квитированных сигналов положения выключателей команда ТУ не будет успешной.

Все команды телеуправления заносятся в журнал событий с фиксацией времени ввода команды и имени пользователя, зарегистрированного в системе.

Для успешного выполнения команд ТУ требуется выполнение следующих условий:

- Наличие напряжения в цепях оперативного тока ячеек;
- Все автоматы питания схемы управления ячейкой должны быть включены;
- Ключ переключения режимов управления ячейкой (при наличии такового) должен быть в положении «Дистанция»;
- Ключ «Разрешение ТУ» из состава шкафа автоматики, должен быть замкнут.

При этом, команда включения уже включенного выключателя, как и команда отключения уже отключенного выключателя не приведет к изменению положения коммутационного аппарата.

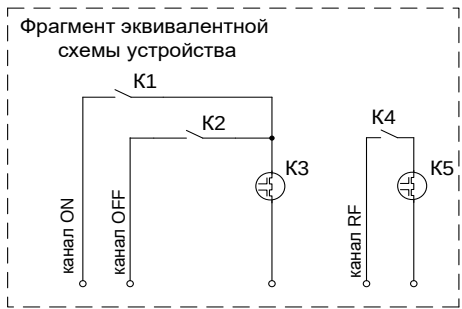
При управлении коммутационными аппаратами требуется выполнить ряд технических требований:

- Исключение возможности выдачи ложной команды ТУ;
- Обеспечение возможности диагностики работоспособности канала ТУ
- Обеспечение одновременно с командами управления выдачи команд на блокировку АПВ, или разрешение фиксации

Для реализации этих требований в состав комплекса ТОРАЗ входят модули, специально разработанные для управления коммутационными аппаратами КРУ.

Использование комбинации электронного ключа и электромеханического реле в каналах управления, исключает возможность выдачи ложной команды ТУ при неисправности одного из элементов тракта, а также обеспечивает отсутствие дуги при коммутации и механический разрыв цепи в отключенном состоянии (рисунок 1).

Каналы управления гальванически изолированы и рассчитаны на коммутируемое напряжение ~220 В. Каналы управления ON (включения) и OFF (отключения) содержат два электромеханических реле (K1 и K2) соединенных последовательно с силовым электронным ключом (K3). Канал управления RF (разрешение фиксации) использует комбинацию одного электромеханического реле (K4) соединенного последовательно с силовым электронным ключом (K5).



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист
13

При подаче любой команды ТУ в первую очередь происходит проверка каналов управления устройства (ON, OFF, RF), с исключением возможности выдачи управляющего воздействия на исполнительные цепи. При неисправности одного из элементов тракта, на верхний уровень выдается сообщение о неисправности. В случае если неисправность не обнаружена, команда управления продолжает выполняться.

По команде "включить", включаются электромеханические реле К1, следом с задержкой в 100 мс включается электронный ключ К3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «HWConfig» отключается электронный ключ К3 и с задержкой 150–200 мс отключаются электромеханическое реле К1.

По команде "отключить", включаются электромеханическое реле К4 и К2, следом с задержкой в 100 мс включаются электронный силовой ключ К5 и еще через 100 мс включается электронный силовой ключ К3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «ТОPAZ HVD3 Конфигуратор», отключаются оба электронных силовых ключа К3 и К5 и с задержкой в 150–200 мс отключаются электромеханические реле К2 и К4.

Устройство выполняет за один раз не более одной команды. В момент выполнения все остальные команды игнорируются.

В устройстве реализована функция защиты от случайного управляющего воздействия на объект. На внешний клеммник устройства выведен контакт EnRC. В нормальном положении на этот контакт должен быть подан потенциал +24 В, в этом случае телеуправление будет разрешено. Для запрета телеуправления необходимо снять потенциал +24 В с клеммы EnRC.

Управление выключателями нагрузки ячеек RM6 РУ-10 кВ осуществляется через схему управления приводом, в состав которой входит плата управления с электромагнитными реле включения (Yb) и реле отключения (Yo).

Сигналы телеуправления формируются модулями TOPAZ HVD3-RTU7. Выходные контакты модуля телемеханики замыкают цепи электромагнитных реле включения и отключения схемы управления приводом.

При получении команды на включение выключателя нагрузки, модуль замыкает контакты COM1-ON, при этом, замыкается цепь электромагнитного реле включения выключателя (Yb).

При получении команды на отключение выключателя нагрузки, модуль замыкает контакты COM1-OFF, при этом замыкается цепь электромагнитного реле отключения выключателя (Yo).

Управляющие контакты электромагнитного реле включения или отключения, в свою очередь, осуществляют коммутацию цепи управления моторного привода выключателя нагрузки.

3.3.2. Телесигнализация

Телесигнализация – контроль дискретных параметров (положение коммутационных аппаратов, ключей управления, состояние устройств питания оперативным током и устройств защиты).

В качестве датчиков ТС используются контактные группы, имеющие два состояния замкнут/разомкнут, выведенные на внешние клеммы ячеек.

В качестве источников сигналов наличия напряжения на концах кабельных линий среднего напряжения, используются емкостные делители высокого напряжения, встроенные в проходные изоляторы ячеек.

Для формирования потенциала уровня логической единицы используются специальные источники питания (12В) в составе модулей (TOPAZ HVD3-RTU7), полюса которых (+12В) выведены на внешние клеммы модуля и используются для формирования шин «общего провода» для питания «сухих контактов». Для повышения надежности контроля «сухих контактов» приборов, имеющих длительный срок эксплуатации, реализована технология «прожига» постоянным током, обеспечивающая разрушение оксидной пленки контактов при каждом срабатывании.

Метка времени телесигнала, сформированного по изменению, присваивается в модуле, осуществляющим телесигнализацию в момент изменения уровня потенциала (с уровня логической единицы (более 9В) до уровня логического нуля (менее 5В), либо наоборот). Далее сигнал передается на верхний уровень с меткой времени, присвоенной в момент формирования сигнала. Для передачи дискретных сигналов с меткой времени используются типы кадров 30 и 31 в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5.

Системой ТМ предусматривается первичная программная обработка телесигналов. В зависимости от типа сигнала, применяются следующие методы первичной программной обработки сигналов:

- интегрирования,
- дискретизации,
- формирование double point сигналов.

Интегрирование предусматривается для всех ТС и заключается в усреднении значения телесигнала за определенный период. Данная первичная обработка сигнала исключает возникновение ложных ТС в результате «дребезга» контролируемых контактов. Период интеграции выбирается в зависимости от типа и исполнения контролируемых контактов, подверженности вибрации, условий эксплуатации, степени износа контактных датчиков, состояния контролируемых цепей.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	логического нуля (менее 5В), либо наоборот). Далее сигнал передается на верхний уровень с меткой времени, присвоенной в момент формирования сигнала. Для передачи дискретных сигналов с меткой времени используются типы кадров 30 и 31 в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5. Системой ТМ предусматривается первичная программная обработка телесигналов. В зависимости от типа сигнала, применяются следующие методы первичной программной обработки сигналов: – интегрирования, – дискретизации, – формирование double point сигналов. Интегрирование предусматривается для всех ТС и заключается в усреднении значения телесигнала за определенный период. Данная первичная обработка сигнала исключает возникновение ложных ТС в результате «дребезга» контролируемых контактов. Период интеграции выбирается в зависимости от типа и исполнения контролируемых контактов, подверженности вибрации, условий эксплуатации, степени износа контактных датчиков, состояния контролируемых цепей.						
						308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ			Лист
									14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Для каналов телесигнализации, в которых используются контактные группы открытого незащищенного исполнения, подверженные вибрациям при коммутации (например, сигнальные контакты коммутационных аппаратов), период интегрирования рекомендуется устанавливать около 100мс.

Для каналов телесигнализации, в которых применяются защищенные контактные группы (например, сигнальные контакты устройств РЗА), или контактные группы реле, период интегрирования рекомендуется устанавливать около 20мс.

Для повышения надежности контроля состояния (положения) устройств, имеющих особую важность, применяется метод введения аппаратной избыточности, заключающийся в организации дополнительных контрольных цепей.

Так, например, для обеспечения требуемых показателей надежности и достоверности телеинформации о положении коммутационного аппарата достигаются путем контроля двух блокировочных контактов, один из которых замкнут при включенном положении КА, а другой при отключенном положении КА. Блокировочные контакты подключаются к входам устройства автоматики следующим образом:

- К DI1 подключается контакт, замкнутый при включенном положении КА;
- К DI2 подключается контакт, замкнутый при отключенном положении КА.

При изменении положения коммутационного аппарата, изменяются состояния блокировочных контактов, которые коммутируют контрольные цепи устройства. При этом, контроллер присоединения формирует сигнал и присваивает метку времени в соответствии с системным временем. Передаваемый на верхний уровень сигнал содержит два бита полезной информации (double point, DB). Расшифровка сигнала осуществляется в соответствии с таблицей:

	Вход DI 1	Вход DI 2	Расшифровка значения
1	1	0	КА Включен
2	0	1	КА Отключен
3	1	1	Неопределенность
4	0	0	Обрыв (неисправность)

Таблица 3. Сигнал double point.

При формировании Double point сигнал также применяется интегрирование.

Формирование телесигналов за счет дискретизации измеряемого параметра применяется для фиксации превышения или снижения значения измеряемой величины выше или ниже установленных пороговых значений. При значении ТИ, меньшем, чем установленный нижний порог, формируемый ТС принимает значение «0». При превышении измеряемой величиной верхнего порога, формируемый телесигнал принимает значение «1».

Контроль положения коммутационных аппаратов в автоматизированных системах управления сетью имеет особую важность и требует контроля достоверности. В связи с чем, для контроля положения коммутационных аппаратов используется метод аппаратной избыточности double point.

Датчиком положения высоковольтного выключателя для системы автоматизации являются сигнальные (блокировочные) контакты выключателя. Конструктивно, сигнальные контакты являются частью конструкции привода.

При автономной работе системы, телесигнал сохраняется в энергонезависимой памяти устройства, а при наличии связи с контроллером, передается на уровень диспетчерского управления в соответствии с протоколом МЭК-60870-5-104.

Контроль наличия напряжения на концах ВВ кабельных линий осуществляется посредством контроля уровня потенциала в средней точке емкостного делителя напряжения, образованного высоковольтным конденсатором, встроенным в опорный изолятор в кабельном отсеке ячейки присоединения, и конденсатором в составе индикатора напряжения на лицевой панели ячейки. При наличии номинального напряжения (10 кВ) на концах кабельной линии, в средней точке делителя будет присутствовать потенциал ~ 60В (зависит от параметров делителя, индикаторов и входного сопротивления измерительных каналов Ia, Ib, Ic модулей телемеханики) относительно заземленной конструкции. Модуль телемеханики (RTU7) настраивается таким образом, чтобы при наличии потенциала в контрольной точке более 20В устройство формировало сигнал о наличии напряжения на кабеле. Формирование сигнала об отсутствии напряжения на кабеле осуществляется при снижении потенциала в контрольной точке до уровня 5В.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист
15

3.3.3. Измерение электрических параметров

Для выполнения телеизмерений напряжения на шинах 10кВ, счётчики электрической энергии подключаются к шлейфу трансформаторов напряжения.

Для выполнения телеизмерения силы тока, на контролируемых присоединениях используются существующие стационарные трансформаторы тока. Измерительные цепи от трансформаторов тока выводятся на проходные клеммники. Проходные клеммы измерительных цепей трансформаторов тока должны обеспечивать возможность закорачивания вторичных цепей трансформаторов при замене измерительных модулей.

Для выполнения функций телеизмерений предусматривается установка электросчетчиков, имеющие в своем составе трехэлементные многофункциональные измерители электрических величин, позволяющие осуществлять измерения токов, напряжений, электрической мощности и энергии по каждому присоединению трехфазной сети.

Измерительные модули счётчиков электрической энергии обеспечивают измерение напряжения и токов нагрузки по трем фазам присоединения с точностью, не хуже 0,5S.

3.3.4. Учет электроэнергии

Система обеспечивает автоматизированный сбор и обработку данных по потреблению активной и реактивной электроэнергии с точек учёта на границе балансовой принадлежности и автоматизированную передачу данных в пункты сбора и обработки данных.

При этом система реализует функции УСПД и должна обеспечивать решение следующих задач:

- формирование базы данных по потребленной электроэнергии и мощности;
- контроль достоверности информации;
- поддержание единого системного времени во всех интеллектуальных узлах системы;
- одновременность снятия показаний и привязку информации к единому астрономическому времени;
- сохранность данных;
- конфигурирование и настройку параметров;
- защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

Для реализации функции учета электрической энергии, на вводах и отходящих линиях РУ 10кВ в РП устанавливаются приборы учета электрической энергии.

Приборы учета должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2019 (Приборы учёта электроэнергии. Общие технические требования).

Все приборы учета подключаются к серверу автоматизации подстанции, который реализует функции ИБКЭ для системы учета энергоресурсов. Приборы учета обеспечивают передачу через интерфейс (Ethernet или RS-485) следующих параметров и данных:

- учтённой активной энергии прямого направления по каждому из 4 тарифов и сумму по тарифам по каждой фазе всего от момента сброса показаний;
- учтённой активной энергии прямого направления и реактивной энергии прямого и обратного направления по сумме фаз по каждому из 4 тарифов и сумму по тарифам:
 - всего от сброса показаний;
 - за текущие сутки;
 - на начало текущих суток;
 - за предыдущие сутки;
 - на начало предыдущих суток;
 - за текущий месяц;
 - на начало текущего месяца;
 - за каждый из предыдущих 11 месяцев;
 - на начало каждого из предыдущих 11 месяцев;
 - за текущий год;
 - на начало текущего года;
 - за предыдущий год;
 - на начало предыдущего года;
- параметров встроенных часов счётчика:
 - текущих времени и даты;
 - признака сезонного времени (зима/лето);
 - разрешения/запрета перехода сезонного времени;
 - времени перехода на «летнее» и «зимнее» время при установке сезонного времени;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 16
			308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ						
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

- на начало предыдущих суток; - за текущий месяц; - на начало текущего месяца; - за каждый из предыдущих 11 месяцев; - на начало каждого из предыдущих 11 месяцев; - за текущий год; - на начало текущего года; - за предыдущий год; - на начало предыдущего года; • параметров встроенных часов счётчика: - текущих времени и даты; - признака сезонного времени (зима/лето); - разрешения/запрета перехода сезонного времени; - времени перехода на «летнее» и «зимнее» время при установке сезонного времени;

- параметров тарификатора:
 - режима тарификатора (однотарифный/многотарифный);
 - номера текущего тарифа;
 - тарифного расписания;
 - календаря праздничных дней;
- параметров сохранения профиля мощностей:
 - длительности периода интегрирования;
 - параметров последней записи в памяти сохранения профиля мощностей;
 - признака неполного среза (счётчик включался или выключался на периоде интегрирования);
 - признака переполнения памяти массива средних мощностей;
 - средних значений активной и реактивной мощностей прямого направления за заданный период интегрирования для построения графиков нагрузок в обычном и ускоренном режимах чтения;
- вспомогательных параметров:
- индивидуальных параметров счётчика:
- режимов индикации:
- параметров контроля за превышением установленных лимитов активной мощности и энергии прямого направления:
- журнала событий (кольцевого на 10 записей);
- журнала ПКЭ;
- значения утренних и вечерних максимумов мощности;
- слова состояния самодиагностики счётчика (журнал, содержащий коды возможных ошибок счётчика с указанием времени и даты их возникновения).

Сервер автоматизации подстанции осуществляет сбор и хранение информации с приборов учета электрической энергии, а также передачу данных на уровень ИБК. Настоящим проектом предусматривается использование существующего ИБК ПАО «Россети Московский регион»

3.3.5. Контроль параметров качества электроэнергии.

Приборы, выполняющие функции контроля параметров качества электроэнергии (ПКЭ) должны устанавливаться на вводах 0,4 кВ трансформаторов узловых, проходных, тупиковых ТП и РТП 6–20 кВ.

Каждый прибор, выполняющий функции ПКЭ обеспечивает хранение данных, измеренных и объединенных в соответствии с ГОСТ Р 30804.4.1, глубиной не менее 90 суток, а также маркирование измеренных данных и статистическую обработки архивных данных ПКЭ с формированием табличных форм отчета ПКЭ в соответствии с ГОСТ 33073–2014 в виде файла (XLS, PDF).

Для формирования файла отчета необходимо задавать временные рамки статистической обработки сигнала (дата начала/дата окончания отчета) и временные зоны максимальных и минимальных нагрузок (при необходимости). Экспорт файла отчета и запись произвольной даты и времени начала и окончания отчета производится посредством Web-интерфейса прибора.

3.3.6. Обеспечение информационной безопасности

Решения по обеспечению информационной безопасности системы телемеханики ТП строятся на основании Технического задания (см. п. 1.21) и рекомендаций стандартов Международной Электротехнической Комиссии IEC 62351. В целях обеспечения информационной безопасности объекта и системы АСДУ филиала в целом, предусматривается комплекс организационных и технических мер, направленных на поддержание системы телемеханики ТП в составе многоуровневой АСТУ в штатном режиме, при котором обеспечивается выполнение целевых функций в условиях воздействия угроз безопасности информации, а также на снижение рисков незаконного вмешательства в процессы их функционирования.

Информационная безопасность технических средств телемеханики объектов распределительных сетей и АСТУ ПАО «Россети Московский регион» в целом, обеспечивается следующими организационными и техническими мероприятиями:

- Организационные мероприятия по ограничению и контролю доступа на объекты предприятия. На всех РП ПАО «Россети Московский регион» установлен закрытый режим. Доступ в помещения, где установлены технические средства, разрешен только оперативному персоналу ПАО «Россети Московский регион». Доступ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	3.3.6. Обеспечение информационной безопасности						
Решения по обеспечению информационной безопасности системы телемеханики ТП строятся на основании Технического задания (см. п. 1.21) и рекомендаций стандартов Международной Электротехнической Комиссии IEC 62351. В целях обеспечения информационной безопасности объекта и системы АСДУ филиала в целом, предусматривается комплекс организационных и технических мер, направленных на поддержание системы телемеханики ТП в составе многоуровневой АСТУ в штатном режиме, при котором обеспечивается выполнение целевых функций в условиях воздействия угроз безопасности информации, а также на снижение рисков незаконного вмешательства в процессы их функционирования. Информационная безопасность технических средств телемеханики объектов распределительных сетей и АСТУ ПАО «Россети Московский регион» в целом, обеспечивается следующими организационными и техническими мероприятиями: – Организационные мероприятия по ограничению и контролю доступа на объекты предприятия. На всех РП ПАО «Россети Московский регион» установлен закрытый режим. Доступ в помещения, где установлены технические средства, разрешен только оперативному персоналу ПАО «Россети Московский регион». Доступ									
						308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ			Лист
									17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

подрядных организаций возможен только по предварительной письменной заявке, которая в обязательном порядке проходит согласования служб, обеспечивающих безопасность ПАО «Россети Московский регион»;

- Технические мероприятия по обеспечению безопасности сети передачи данных, включая изоляцию технологической сети от сетей общего пользования, в том числе с использованием криптографической защиты (шифрование) каналов связи, а также обеспечение безопасности периметра сети, а также Мероприятия по изоляции трафика различных систем в технологической сети.

- Технические мероприятия по обеспечению информационной безопасности технических средств систем, включая реализацию механизмов защиты, контроля и ограничения доступа.

- Регулярные мероприятия по защите рабочих станций и серверов системы, включая мероприятия по формированию резервных копий баз данных и программного обеспечения;

- Регулярные мероприятия по мониторингу информационных систем.

Мероприятия, предусмотренные настоящими решениями, предусматривают использование специализированного программного обеспечения, выполняющее функции межсетевого экранирования, маршрутизации и криптографической защиты передаваемых данных. Предусматривается установка следующего программного обеспечения со следующими основными функциями:

- ПО TOPAZ A/Г–Д–CybSec – комплект программного обеспечения, реализующий функции информационной безопасности: брандмауэр уровня приложений (tcp-wrappers), Контроль целостности системы (afick), аудит безопасности системы (audit);

- ПО TOPAZ A/Г–Д–Rout – программное обеспечение, реализующие настройку и взаимодействие устройств с ДП через криптозащищенный канал;

- ПО ViPNet Client for Linux 4.x (KC2), P20 (Infotecs) – предназначен для защиты каналов связи при подключении к защищенным с использованием технологии ViPNet ресурсам, обеспечивает защиту информации при ее передаче через открытые каналы связи;

В процессе выполнения пусконаладочных работ, должны быть выполнены активация и настройка указанного ПО, встроенных механизмов обеспечения информационной безопасности операционной системы контроллера, средств мониторинга событий информационной безопасности, а также средств расширения безопасности для протоколов обмена данными и средств диагностики и удаленного доступа.

В системах телемеханики предусмотрены следующие мероприятия по защите, контролю и ограничению доступа по всем применяемым средствам и протоколам информационного обмена, удаленного и локального мониторинга, конфигурирования и управления:

- Отключение всех неиспользуемых сервисов операционной системы.
- Отключение всех неиспользуемых портов и интерфейсов.
- Использование для удаленного мониторинга только защищенных сервисов с обязательным ограничением и контролем доступа.
- Операции доступа и изменения конфигурационной информации возможны только после удачного прохождения процедур идентификации и аутентификации. Средства контроля и доступа ограничивают длительность сессии для удаленного и локального доступа;
- Предусматривается изоляция трафика технологических подсистем путем организации виртуальных подсетей в составе технологической сети передачи данных.
- Предусматривается интеграция в среду централизованной системы обнаружения и предотвращения вторжений.

Система автоматизации объектов распределительной сети соответствует 3-му классу защищенности согласно приказа ФСТЭК от 14 марта 2014 г. №31 и уровню 1Г согласно требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации». Средства защиты информации системы соответствуют 6-му уровню доверия в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России №131 от 30.07.2018 «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к СЗИ и СОБИТ».

С учетом класса защищенности проектируемого объекта, в соответствии с требованиями п.19 Приказа ФСТЭК №31, определен следующий базовый набор мер защиты информации: ИАФ.0, ИАФ.1, ИАФ.2, ИАФ.3, ИАФ.4, ИАФ.5, ИАФ.7, УПД.0, УПД.1, УПД.2, УПД.4, УПД.5, УПД.6, УПД.10, УПД.11, УПД.13, УПД.14, ЗНИ.0, ЗНИ.1, ЗНИ.2, ЗНИ.5, ЗНИ.7, ЗНИ.8, АУД.0, АУД.1, АУД.2, АУД.3, АУД.4, АУД.6, АУД.7, АУД.8, АУД.10, АВЗ.0, АВЗ.1, АВЗ.2, АВЗ.4, ОЦЛ.0, ОЦЛ.1, ОДТ.0, ОДТ.4, ОДТ.5, ОДТ.6, ОДТ.8, ЗТС.0, ЗТС.2, ЗТС.3, ЗТС.4, ЗТС.5, ЗИС.0, ЗИС.1, ЗИС.2, ЗИС.3, ЗИС.5, ЗИС.8, ЗИС.19, ЗИС.20, ЗИС.21, ЗИС.32, ЗИС.34, ЗИС.38, ЗИС.39, ИНЦ.0, ИНЦ.1, ИНЦ.2, ИНЦ.3, ИНЦ.4, ИНЦ.5, УКФ.0, УКФ.2, УКФ.3, ОПО.0, ОПО.1, ОПО.2, ОПО.3, ОПО.4, ПЛН.0, ПЛН.1, ПЛН.2, ДНС.0, ДНС.1, ДНС.2, ДНС.5, ДНС.6, ИПО.0, ИПО.1, ИПО.2, ИПО.4.

В соответствии с п.19 Приказа ФСТЭК №31 при выборе мер защиты информации для их реализации в автоматизированной системе управления предусмотрено исключение из базового набора мер защиты информации мер, непосредственно связанных с технологиями, не используемыми в данной системе или на данном уровне.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист
18

Итоговый адаптированный набор мер защиты информации для ТП представлен в табл. 1
Таблица 1.

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
		Идентификация и аутентификация (ИАФ)	
1	ИАФ.0	Разработка политики идентификации и аутентификации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов
2	ИАФ.1	Идентификация и аутентификация пользователей и иницилируемых ими процессов	Реализуется на уровне подсистемы идентификации и аутентификации ОС контроллеров «ТОРАЗ». Идентификация пользователей (в т.ч. администраторов) осуществляется по идентификаторам (именам учетных записей). Аутентификация пользователей осуществляется по паролям.
3	ИАФ.2	Идентификация и аутентификация устройств	Реализуется настройками контроллера ТОРАЗ путем идентификации и контроля подключаемых устройств и возможности блокирования подключения не доверенных устройств.
4	ИАФ.3	Управление идентификаторами	Реализуется на уровне подсистемы идентификации и аутентификации ОС контроллеров телемеханики ТОРАЗ (ОС на базе Linux).
5	ИАФ.4	Управление средствами аутентификации	
6	ИАФ.5	Идентификация и аутентификация внешних пользователей	
7	ИАФ.7	Защита аутентификационной информации при передаче	Реализуется функциями ОС контроллеров ТОРАЗ, которые осуществляют защиту аутентификационной информации в процессе ее ввода для аутентификации от возможного использования лицами, не имеющими на это полномочий. Защита обратной связи «система – субъект доступа» в процессе аутентификации обеспечивается исключением отображения для пользователя действительного значения аутентификационной информации и (или) количества вводимых пользователем символов аутентификационной информации. Вводимые символы пароля отображаются условными знаками «*».
		Управление доступом (УПД)	
8	УПД.0	Разработка политики управления доступом	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «Россети Московский регион»
9	УПД.1	Управление учетными записями пользователей	Реализуется на уровне подсистемы управления доступом ОС контроллера ТОРАЗ (ОС на базе Linux).
10	УПД.2	Реализация политик управления доступа	
11	УПД.4	Разделение полномочий (ролей) пользователей	
12	УПД.5	Назначение минимально необходимых прав и привилегий	
13	УПД.6	Ограничение неуспешных попыток доступа в информационную (автоматизированную) систему	
14	УПД.10	Блокирование сеанса доступа пользователя при неактивности	
15	УПД.11	Управление действиями пользователей до идентификации и аутентификации	
16	УПД.13	Реализация защищенного удаленного доступа	Осуществляется настройка правил доступа встроенного МСЭ контроллера ТОРАЗ
17	УПД.14	Контроль доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем	Организация возможности доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем осуществляется только через уровень ДП. В ТП осуществляется настройка правил доступа встроенного МСЭ контроллера ТОРАЗ.
		Защита машинных носителей информации (ЗНИ)	
18	ЗНИ.0	Разработка политики защиты машинных носителей информации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
19	ЗНИ.1	Учет машинных носителей информации	
20	ЗНИ.2	Управление физическим доступом к машинным носителям информации	
21	ЗНИ.5	Контроль использования интерфейсов ввода (вывода) информации на машинные носители информации	Реализация требований достигается путем ограничения доступа (в том числе физического) к портам ввода-вывода.
22	ЗНИ.7	Контроль подключения машинных носителей информации	
23	ЗНИ.8	Уничтожение (стирание) информации на машинных носителях информации	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
		Аудит безопасности (АУД)	

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист
19

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
24	АУД.0	Разработка политики аудита безопасности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
25	АУД.1	Инвентаризация информационных ресурсов	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР» Возможность отправки данных по протоколу syslog в SIEM ArcSightManager (Logger) в ДП для проведения инвентаризации. Выявление новых устройств подсистемой анализа защищенности.
26	АУД.2	Анализ уязвимостей и их устранение	Реализуется подсистемой анализа защищенности на высшем уровне
27	АУД.3	Генерирование временных меток и (или) синхронизация системного времени	Использование в контроллере ТОРАЗ надежных меток времени посредством протоколов NTP и PTP с использованием служб ntpd и rtpd соответственно.
28	АУД.4	Регистрация событий безопасности	Настройка локального хранения журнала событий на ПЛК ТОРАЗ с возможностью отправки по протоколу syslog в SIEM ArcSightManager (Logger).
29	АУД.6	Защита информации о событиях безопасности	Реализуется в контроллере ТОРАЗ путем защиты хранимых записей аудита от несанкционированного удаления. ОС контроллера ТОРАЗ предотвращает модификацию хранимых записей аудита в журнале аудита. Доступ к журналу безопасности доступен только администратору.
30	АУД.7	Мониторинг событий безопасности	Реализуется функцией ОС контроллера ТОРАЗ, которая предоставляет администратору возможность просмотра всей информации о записях аудита.
31	АУД.8	Реагирование на сбои при регистрации событий безопасности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР» и использованием SIEM ArcSightManager (Logger), в которую отправляются данные с устройств соответствующих уровней.
32	АУД.10	Проведение внутренних аудитов	
		Обеспечение целостности (ОЦЛ)	
33	ОЦЛ.0	Разработка политики обеспечения целостности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
34	ОЦЛ.1	Контроль целостности программного обеспечения	Реализуется функцией ОС ПЛК ТОРАЗ, контролирующей программные и информационные объекты загружаемой операционной системы (файлы и каталоги) на наличие изменений содержимого объектов, изменений перечня существующих объектов. Операция проверки целостности хранимых данных может осуществляться по запросу администратора либо в заданный администратором с использованием системного планировщика момент времени
		Обеспечение доступности (ОДТ)	
35	ОДТ.0	Разработка политики обеспечения доступности	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
36	ОДТ.4	Резервное копирование информации	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур резервного копирования конфигурации контроллера ТОРАЗ и обрабатываемой информации на диспетчерском пункте.
37	ОДТ.5	Обеспечение возможности восстановления информации	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур резервного копирования конфигурации контроллера ТОРАЗ и обрабатываемой информации на диспетчерском пункте.
38	ОДТ.6	Обеспечение возможности восстановления программного обеспечения при нештатных ситуациях	Реализуется путем выполнения внутренних регламентных процедур восстановления из резервных копий конфигурации контроллера ТОРАЗ и используемого программного обеспечения.
39	ОДТ.8	Контроль предоставляемых вычислительных ресурсов и каналов связи	Реализуется в рамках процедур приемки системы в эксплуатацию и (или) в рамках технического обслуживания.
		Защита технических средств (ЗТС)	
40	ЗТС.0	Разработка политики защиты технических средств и систем	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», Распоряжения ПАО «Россети» от 12.02.2015 №71-р.
41	ЗТС.2	Организация контролируемой зоны	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», Распоряжения
42	ЗТС.3	Управление физическим доступом	

	Усл. Обознач.	Наименование мер защиты	Реализация
43	ЗТС.4	Размещение устройств вывода (отображения) информации, исключающее ее несанкционированный просмотр	ПАО «Россети» от 12.02.2015 №71-р., обеспечением физических мер защиты, организации пропускного и внутриобъектового режима, использованием замков на электротехнических шкафах, доках и т.п.
44	ЗТС.5	Защита от внешних воздействий	
45	ЗИС.0	Разработка политики защиты информационной (автоматизированной) системы и ее компонентов	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР»
46	ЗИС.1	Разделение функций по управлению (администрированию) информационной (автоматизированной) системой с иными функциями	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», а также функциями ОС и ПО ТОРАЗ по разделению функций пользователей и администраторов.
47	ЗИС.2	Защита периметра информационной (автоматизированной) системы	Реализуется функцией МСЭ контроллера ТОРАЗ.
48	ЗИС.3	Эшелонированная защита информационной (автоматизированной) системы	Реализуется сегментированием сети по технологии VLAN, функцией МСЭ контроллера ТОРАЗ.
49	ЗИС.5	Организация демилитаризованной зоны	Реализуется функцией МСЭ ПЛК ТОРАЗ.
50	ЗИС.8	Скрытие архитектуры и конфигурации информационной (автоматизированной) системы	Реализуется функцией МСЭ ПЛК ТОРАЗ.
51	ЗИС.19	Защита информации при ее передаче по каналам связи	Реализуется подсистемой криптографической защиты каналов связи на базе программируемых логических контроллеров с функциями шлюза безопасности ТОРАЗ (СКЗИ «ViPNet Client 4»)
52	ЗИС.20	Обеспечение доверенных канала, маршрута	
53	ЗИС.21	Запрет несанкционированной удаленной активации периферийных устройств	Реализуется путем ограничения сетевого взаимодействия перечнем необходимых IP-адресов и портов, а также настройкой периферийных устройств.
54	ЗИС.32	Защита беспроводных соединений	Реализуется подсистемой криптографической защиты каналов связи на базе программируемых логических контроллеров с функциями шлюза безопасности ТОРАЗ (СКЗИ «ViPNet Client 4»)
55	ЗИС.34	Защита от угроз отказа в обслуживании (DOS, DDOS-атак)	Реализуется функцией МСЭ контроллера ТОРАЗ.
		Управление обновлениями программного обеспечения (ОПО)	
56	ОПО.0	Разработка политики управления обновлениями программного обеспечения	Реализуется путем выполнения положений внутренних руководящих документов ПАО «РМР», а также технической поддержкой эксплуатируемого программного обеспечения
57	ОПО.1	Поиск, получение обновлений программного обеспечения от доверенного источника	
58	ОПО.2	Контроль целостности обновлений программного обеспечения	
59	ОПО.3	Тестирование обновлений программного обеспечения	
60	ОПО.4	Установка обновлений программного обеспечения	

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.									
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ						Лист	21

3.4. Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

3.4.1. Общие сведения о ПТК

Система телемеханики ТП строится на базе ПТК «ТОPAZ», производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи (г. Москва). ПТК «ТОPAZ» имеет действующее разрешение на применение федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, и сертификаты о соответствии требованиям Технических регламентов Таможенного союза № 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и № 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

Программно-технический комплекс системы сбора и передачи информации (ССПИ) на базе ПТК «ТОPAZ» прошел аттестацию в НТЦ ФСК на применение в ФСК и холдинге МРСК и имеет действующее заключение аттестационной комиссии о рекомендации для применения на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с положением о аттестации оборудования и материалов, применяемых на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» (аттестационное заключение №47/016-2013)

Комплекс АСУ ТП ПС на базе ПТК «ТОPAZ» прошел аттестацию в НТЦ ФСК и имеет действующее заключение аттестационной комиссии о рекомендации для применения на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с положением о аттестации оборудования и материалов, применяемых на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» (аттестационное заключение №47/018-2013).

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ТОPAZ» прошел испытания на совместимость с комплексами на базе Альфа-ЦЕНТР и «Пирамида».

ПТК «ТОPAZ» имеет модульную структуру технических и программных средств, позволяющую развивать комплекс АСУ в соответствии с развитием энергосетевого хозяйства, обеспечивать наращивание информационной модели.

Все контроллеры, выполняющие измерительные функции внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и имеют соответствующие свидетельства об утверждении типа средств измерений.

3.4.2. Структура комплекса технических средств ТП

Комплекс технических средств ТП состоит из основного комплекта ТМ/УСПД, выполненного в виде навесного шкафа размерами 400х500х210 и контроллеров присоединения модульного типа, устанавливаемых низковольтных отсеках ячеек КРУ среднего напряжения.

В качестве основного комплекта телемеханики применен комплект ИВКЭ «ТОPAZ КП РП ИВКЭ 1124», производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи», в состав которого входит следующее оборудование:

- Сервер доступа к данным (контроллер) TOPAZ IEC Data Access Server MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-ТМ с коммуникационными портами связи RS-485, Ethernet, с программным обеспечением для выполнения функций телемеханики;
- Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C для осуществления общей телесигнализации на КП;
- Блок питания TOPAZ PW220/24V240W-AC/DC-DGN для электропитания оборудования телемеханики;
- Модуль резервного электропитания TOPAZ RPS 24V для осуществления корректного завершения работы системы при пропаже основного и резервного источников электроснабжения;
- Ключ управления с фиксацией на два положения для выбора режима управления на контролируемом пункте;
- Автоматический выключатель характеристикой С и номинальным током 6А;
- Комплект программного обеспечения «А/ЛГ-Д4-МКС-ТОPAZ», устанавливаемый на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-ТМ, и обеспечивающий работу сервера на программном уровне.

Сборочный чертеж комплекта ИВКЭ «ТОPAZ КП РП ИВКЭ 1124» и перечень элементов представлен на чертеже 308780/ПС-22-ТМ-РП1 В0.1.

Схемы подключения контроллеров присоединения представлены на чертеже 308780/ПС-22-ТМ-РП1 СБ.1.

3.4.3. Основные характеристики контроллеров подстанции

В таблице 4 приведены основные технические характеристики контроллеров TOPAZ IEC DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-ТМ, использующихся в качестве контроллеров подстанции.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	пункте; - Автоматический выключатель характеристикой С и номинальным током 6А; - Комплект программного обеспечения «А/ЛГ-Д4-МКС-ТОPAZ», устанавливаемый на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-TM, и обеспечивающий работу сервера на программном уровне. Сборочный чертеж комплекта ИВКЭ «ТОPAZ КП РП ИВКЭ 1124» и перечень элементов представлен на чертеже 308780/ПС-22-ТМ-РП1 ВО.1. Схемы подключения контроллеров присоединения представлены на чертеже 308780/ПС-22-ТМ-РП1 СБ.1. 3.4.3. Основные характеристики контроллеров подстанции В таблице 4 приведены основные технические характеристики контроллеров TOPAZ IEC DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-TM, использующихся в качестве контроллеров подстанции.								
			308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ								
									Лист		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	22					

Таблица 4. Характеристики контроллеров TOPAZ IEC DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-TM

Наименование параметра	Значение
Общие параметры	
Способ крепления	DIN-рейка 35мм
Количество каналов питания, шт.	2
Номинальное напряжения питания, В	24
Рабочий диапазон питания постоянным током, В	15-30
Ток потребления (при 24В), не более, мА	Из расчета ~ 100мА на модуль
Гальваническая изоляция, кВ	2,5
Масса, кг, не более	0,8
Габаритные размеры одного модуля (длина; ширина; высота),	114,5; 99; 66 мм
Средняя наработка на отказ, часов	100 000
Среднее время восстановления на объекте эксплуатации, не более, ч	0,25
Средний срок службы, лет	20
Диапазон рабочих температур, °С	от минус 40 до 70
Центральный процессор	
Тип процессора	ARM Cortex-A8
Частота, МГц	1000
Память ОЗУ, Мб	512 (DDR3)
Память ПЗУ, Гб	4 (eMMC)
Операционная система	Linux 4.118
Интерфейс Ethernet TX	
Количество портов в базовом варианте	2
Скорость передачи, Мбит/с	10/100/1000
Тип разъема	RJ-45 (8 конт.)
Возможности расширения *	До 8 независимых портов
Интерфейс RS-485	
Количество портов в базовом варианте	4
Скорость передачи, бит/с	2400-500000(по заказу до 4 Мбит/с)
Режим передачи	асинхронный
Длина линии связи «витая пара», не более, м	1200
Максимальное количество устройств в сегменте сети RS485, шт	254
Сопротивление согласующего резистора, Ом	120
Возможности расширения	До 16 независимых портов
Интерфейс USB	
Количество портов	1
Разъем	MicroUSB-AB
Поддержка спецификации	USB OTG
Встроенные часы	
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности встроенных часов, с/сутки	± 0,04
Программное обеспечение	
Поддерживаемые протоколы	МЭК-60870-5-101; МЭК-60870-5-104 МЭК-60870-6 (TASE2) МЭК-61850-8.1(GOOSE, MMS); МЭК-61850-9.2 (SV20, SV80, SV256) Протоколы РЗА (МЭК-60870-5-103, SPA-BUS, Старт, и другие) OPC UA MODBUS-Serial, MODBUS-TCP Протоколы счетчиков (меркурий, СЭТ и другие)
Разработка пользовательских алгоритмов, алгоритмов блокировки, алгоритмов автоматического резервирования и автоматической реконфигурации сети,	Поддержка LUA, IEC 61131
Конфигурирование и просмотр текущих параметров	TOPAZ TM Builder, DBViewer, Web-server

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Изм.	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист
23

Наименование параметра	Значение
Функции сетевого резервирования	PRP, HSR

3.4.4. Основные характеристики контроллеров присоединения

Для контроля и управления присоединениями распределительного устройства среднего напряжения применены установленные в ячейках КРУ модули телемеханики TOPAZ HVD3-RTU7.

Основные технические характеристики указанных модулей представлены в таблице 5.

Таблица 5. Характеристики модуля TOPAZ HVD3-RTU7.

Наименование параметра	Значение
Каналы телеизмерения	
Количество каналов	I – 4 (Ia, Ib, Ic, 3Io) U – 3 (Ua, Ub, Uc)
Номинальное значение измеряемого переменного напряжения (фазное/линейное), В	3 × 57,7 / 100 3 × 230 / 400
Диапазон измерения фазного напряжения, В	0,3...1,2Uном
Номинальное значение измеряемого тока (Ia, Ib, Ic), А	1 5
Диапазон измерения тока, А	0,01...1,5Iном
Максимальное значение измеряемого тока (Ia, Ib, Ic), А	7,5
Диапазон измерения тока нулевой последовательности 3Io, А	0,01...5
Максимальное значение силы тока 3Io, А	15
Номинальное значение измеряемой частоты сети, Гц	50
Диапазон измерения частоты, Гц	45 – 60
Диапазон измерения Cosφ	0 – 1,0 (емк.) 0 – 1,0 (инд.)
Входное сопротивление по цепям напряжения, МОм	1,0
Потребляемая мощность цепей тока в номинальном режиме (на каждую фазу), В·А, не более	0,3
Потребляемая мощность цепей напряжения в номинальном режиме (на каждую фазу), В·А	0,1
Метрологические характеристики измерений	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %: – измерения напряжения; – измерения тока; – измерения частоты; – активной мощности и энергии; – реактивной мощности и энергии	± 0,5 ± 0,5 ± 0,2 ± 0,5 ± 1
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону погрешности, % при измерении cos φ	± 2
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры на 10°С: % – измерения напряжения; – измерения тока; – измерения частоты; – активной мощности и энергии; – реактивной мощности и энергии	± 0,1 ± 0,1 ± 0,05 ± 0,15 ± 0,2
Пределы приведенной погрешности от изменения температуры на 10°С, %, при измерении cos φ	± 0,5
Межповерочный интервал, лет	10
Каналы телесигнализации	
Количество каналов	12
Напряжение на входе канала дискретного входа, В	5...220 (АС/DC)
Входное сопротивление, кОм	0,5...16, при U = 5...48 В (АС/DC)
	16...50, при U = 48...100 В (АС/DC)
	50...220, при U = 100...220 В (АС/DC)
Номинальное значение входных токов, мА	5...10, при U = 5...48 В (АС/DC)
	3...5, при U = 48...100 В (АС/DC)
	1...3, при U = 100...220 В (АС/DC)

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист

24

Наименование параметра						Значение
Каналы дискретного контроля напряжения						
Количество каналов						3
Контролируемое напряжение по каждой фазе, В						1 ч 350 (AC/DC)
Входное сопротивление, МОм						3,6
Каналы телеуправления						
Количество каналов						3
Максимальное коммутируемое напряжение, В						250
Максимальный коммутируемый ток, А						5
Нагрузочная способность по цепям управления, А, не более:						1
- непрерывно						5
- 1 с						15
- 0,3 с						
Время действия команды ТУ, с						0,1 ч непрерывно
Количество срабатываний под нагрузкой, не менее						100 000
Интерфейсы связи						
Количество портов						2
Тип интерфейсов						RS-485-T или RS-485-F в любой комбинации
Скорость обмена данными, бит/с						до 115 200
Протокол обмена по интерфейсам RS-485						МЭК 870-5-101, Modbus RTU
Интерфейс конфигурирования						
Тип интерфейса						RS-232
Тип разъема						USB Type B
Скорость обмена данными по интерфейсу RS-232, бит/с						2400
Устойчивость к электромагнитным помехам						
Максимальное напряжение электростатического разряда на порт корпуса, кВ:						8
- воздушного						4
- контактного						
Максимальное напряжение наносекундной импульсной помехи, кВ:						± 1
- порт питания						± 0,5
- порт ввода-вывода						
Максимальное напряжение микросекундной импульсной помехи по порту питания постоянного тока и по порту ввода-вывода, кВ:						1
- схема «провод-провод»						2
- схема «провод-земля»						
Максимальный уровень кондуктивных помех наведенных радиочастотным магнитным полем по порту питания постоянного тока и по порту ввода-вывода, в диапазоне частот 0,15-80 МГц, В						3
Максимальное выдерживаемое магнитное поле промышленной частоты, А/м						30
Характеристики питания						
Количество каналов питания						2
Номинальное напряжение питания, В						24 (DC)
Рабочий диапазон питания, В						15 ч 30
Ток потребления модулями (при 24В), мА						200
Характеристики конструкции						
Способ крепления						DIN-рейка 35 мм
Материал корпуса						металл
Степень защиты корпуса						IP20
Масса, кг						0,8
Габаритные размеры (ширина x высота x глубина), мм						159x100x63
Характеристики надежности						
Средняя наработка на отказ, часов						140 000
Среднее время восстановления работоспособности на объекте эксплуатации (без учета времени прибытия персонала и при наличии ЗИП), мин, не более						30
Средний срок службы, лет						30
Нормальные условия эксплуатации						
температура окружающего воздуха, °С						от 21 до 25
относительная влажность воздуха, без конденсата, %						40 ч 60

Наименование параметра	Значение
атмосферное давление воздуха, кПа	от 84 до 106
Рабочие условия эксплуатации	
Температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
Относительная влажность воздуха без образования конденсата, %	5 ч 95 при температуре 30 °С
Атмосферное давление воздуха, кПа	60 ч 106,7

3.4.5. Решения по электропитанию технических средств телемеханики

Электропитание системы телемеханики организовывается от системы электропитания собственных нужд подстанции. Для электропитания устройств телемеханики используется автомат QF 8 в ШПСН-В секции 2.

Для обеспечения необходимого времени автономного функционирования системы телемеханики, настоящим решением предусматривается применение ионисторного накопителя электроэнергии – модуля резервирования TOPAZ RPS 24V1A. Указанный модуль обеспечивает функционирование в требуемых климатических условиях. Модуль обеспечивает не менее 10 секунд (при максимальной загрузке) работы комплекса телемеханики в режиме аварии электропитания комплекса, что обеспечивает возможность формирования сигналов о состоянии контролируемого оборудования в момент пропадания электропитания комплекса.

Предусматривается автоматический пуск всех элементов системы при подаче питания. При этом если имеет значение очередность запуска или разрешенная температура запуска функциональных узлов системы, то контроллер питания позволяет их установить.

Электропитание сигналов типа «сухой контакт» осуществляется от контроллеров телемеханики, установленных на соответствующих присоединениях.

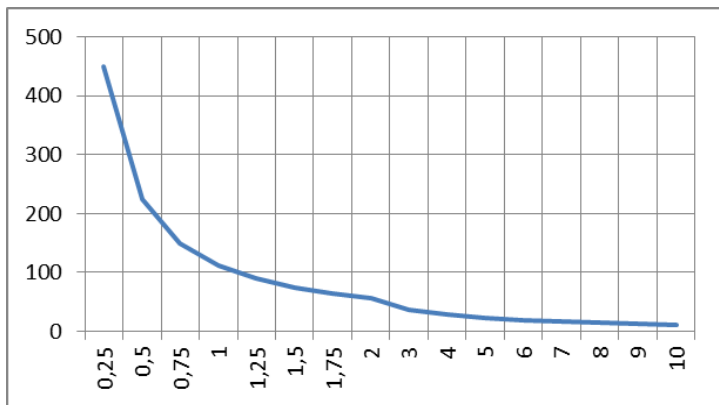
Технические характеристики Модуля резервирования TOPAZ RPS 24V 1A

Модуль предназначен для поддержания электропитания нагрузки постоянного тока напряжением 24В при кратковременном пропадании внешнего электропитания, а также для корректного завершения работы устройств при полном отключении внешнего электропитания.

Модуль работает по принципу накопления энергии в электрическом поле ионисторов при работе в буферном режиме. Расчетная энергетическая емкость элементов модуля составляет 4 кДж.

Номинальная мощность нагрузки – от 0 до 240 Вт (0 –10 А). Время бесперебойной работы устройств от модуля при отключении внешнего электропитания зависит от величины нагрузки и определяется соотношением: $t=Q/P_n$, где t – время работы, Q – энергетическая емкость элементов, P_n – мощность нагрузки.

График зависимости времени работы (в секундах) от величины тока нагрузки (в амперах), приведен на рисунке.



I нагрузки, А	t, с
0,25	450
0,5	225
0,75	150
1	112,5
1,25	90
1,5	75
1,75	64,28571
2	56,25
3	37,5
4	28,125
5	22,5
6	18,75
7	16,07143
8	14,0625
9	12,5

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист
26

Таблица 9. Характеристики модуля TOPAZ RPS 24V 1A.

Наименование параметра	Значение
Внешний вид	
Номинальное входное напряжение, В	24
Максимальное входное напряжение, В	28
Номинальное выходное напряжение (при наличии входного питания), В	24
Номинальное выходное напряжение (при отсутствии входного питания), В	22
Максимальный ток нагрузки, А	1
Запасаемая энергия, кДж	4,0
Время автономной работы, при токе нагрузки 1 А, мин	3
Масса, кг, не более	1
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм	160x100x77

Выбор кабеля электропитания системы ТМ.**По условию длительно допустимого тока:**

Для обеспечения питания системы ТМ используются блоки питания производства Weidmuller. Номинальные значения входных параметров блока питания: $U_{ном} = 220 \text{ VAC}$, $P_{ном} = 180 \text{ Вт}$. Номинальный ток питания системы телемеханики $I = 0,8 \text{ А}$

В соответствии с табл. 1.3.4 ПУЭ для протекания тока $I = 0,8 \text{ А}$ достаточно сечение проводника $0,5 \text{ мм}^2$.

По условию механической прочности:

Для меди жилы кабеля для присоединения под винт к зажимам панелей должны иметь сечение не менее $1,5 \text{ мм}^2$ (п.п.3.4.4. ПУЭ)

По условию нагрева:

При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети.

Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением $1,5 \text{ мм}^2$ равен 23 А (табл. 1.3.4 ПУЭ) Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся.

Таким образом, приняв сечение нулевого проводника N и защитного проводника РЕ равным сечению фазного проводника, для питания системы телемеханики выбираем кабель в поливинилхлоридной изоляции ВВГнг(А)-LS $3 \times 1,5 \text{ мм}^2$.

3.4.6. Заземление технических средств ТМ.

Все внешние элементы технических средств телемеханики, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь зануление или защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030–81 и «Правилами устройства электроустановок».

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и нормальной работы систем телемеханики выполняются защитное и рабочее заземление устройств этих систем.

Защитное заземление выполняется с учетом существующей заземляющей сети подстанции путем присоединения конструкции шкафа к закладным металлическим конструкциям (уголкам, швеллерам), соединенных с контуром заземления здания.

Рабочее заземление допускается осуществлять присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного заземления панелей (шкафов) и корпусов устройств.

Заземление территориально рассредоточенных технических средств ПТК должно выполняться по месту их установки.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист

27

Все устанавливаемые технические средства, имеющие металлический корпус, должны иметь наружную клемму для видимого присоединения заземляющего проводника.

Заземление экранов контрольных кабелей необходимо выполнить с обеих сторон. Заземление экранов кабелей межмашинного обмена выполнить с одной стороны (со стороны ОПУ). Заземление экранов кабелей произвести к зажимам защитного заземления панелей (шкафов) и корпусов устройств или к контуру заземления электроустановки согласно ГОСТ 23585-79

3.4.7. Решения по размещению технических средств на объекте.

Для размещения оборудования телемеханики предусматривается электротехнический шкаф навесного исполнения размером не более 400х500х210 (ШхВхГ) с металлической монтажной панелью для установки оборудования. В шкафу устанавливается Сервер сбора, обработки и передачи данных, а также система гарантированного электропитания системы телемеханики. Шкаф телемеханики устанавливается на стене в коридоре РУ среднего напряжения подстанции.

Для размещения оборудования связи предусматривается электротехнический шкаф навесного исполнения размером не более 400х300х210 (ШхВхГ) с металлической монтажной панелью для установки оборудования. В шкафу устанавливается сетевой коммутатор.

Все комплекты автоматизации и связи устанавливаются на стене в помещении РУ 6-20кВ секции 1 и секции 2 РП в соответствии с чертежами 308780/ПС-22-ТМ-РП1 С7.

При необходимости установки дополнительного оборудования (например, комплектов связи), места установки дополнительного оборудования уточняются при привязке или специальным проектом и согласовываются в технических службах МКС филиала ПАО «Россети Московский регион».

Установка модулей, подключение цепей управления и контроля выполняется предпочтительно в заводских условиях. При монтаже в полевых условиях должны быть предусмотрены крепежные изделия согласно ФЗЭА-12.3.1.

Подключение цепей управления, контроля и измерения выполняется согласно 308780/ПС-22-ТМ-РП1 С4.1.

Цепи контроля наличия напряжения на концах кабельных линий подключить непосредственно к свободным штатным посадочным местам на корпусе проходных изоляторов. Для подключения использовать винт с резьбой М4 и длиной резьбовой части не более 6 мм и кольцевой наконечник с наружным диаметром кольца не более 5мм.

Приборы учета устанавливаются на ячейках.

3.4.8. Решения по защите от несанкционированного доступа

Для обеспечения защиты аппаратных средств от несанкционированного доступа предусматривается:

- Пломбирование электросчетчиков и их испытательных клеммных колодок;
- Маркирование разъемных соединений коммутационных аппаратов в цепях учета специальными номерными знаками визуального контроля.
- Данные в УСПД защищены паролями.

Корпоративная политика ПАО «Россети Московский регион» подразумевает наличие лицензионных средств безопасности в составе технологической сети передачи данных.

Все необходимые меры по обеспечению безопасности выполняются эксплуатирующей организацией.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 28
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ			

3.5. Решения по составу информации и способам её организации.

3.5.1. Организация сбора и передачи информации.

Источниками сигналов и данных в системе являются устройства телемеханики, контролирующие состояние силового оборудования.

Формирование дискретных сигналов осуществляется циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически, при изменении состояния контролируемого оборудования с присваиванием метки времени наступления события. Трансляция сигналов на верхний уровень осуществляется без обработки сигналов.

Аналоговые сигналы формируются в системе телемеханики циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически при выходе значений измеряемых величин за пределы установленных значений апертур. На верхнем уровне SCADA-системы настраиваются таблицы привязки сигналов. В базу данных заносится значение сигнала с указанием времени возникновения сигнала. Значения апертур настраиваются в устройствах телемеханики нижнего уровня.

При превышении значений уставок максимума и минимума измеряемых величин, устройства телемеханики формируют соответствующий телесигнал, который далее проходит по системе как обычный телесигнал.

Команда «общий опрос» инициализируется при старте и периодически в соответствии с параметром настройки протокола обмена. Для объектов распределительной сети МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион», периодичность общего опроса принята 600 с.

Значения апертур для систем телемеханики распределительной сети МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион» приняты на основании опыта эксплуатации объектов. В таблице представлены рекомендуемые значения апертуры, выраженные в абсолютных единицах для различных типов телеинформации.

Таблица 10. Значения апертур для различных типов телеинформации.

	Контролируемый параметр	Абсолютное значение апертуры
1	Ток нагрузки на присоединениях среднего напряжения	1 А
2	Ток нагрузки на вводе секции РУ-0,4 кВ	1 А
3	Напряжение на шинах секции среднего напряжения	0,1 кВ
4	Напряжение на шинах секции низкого напряжения	1 В
5	Частота переменного напряжения в сети	0,1 Гц
6	Значение активной (реактивной, полной) мощности	10 кВт (кВар, кВА)
7	Температура воздуха в помещении подстанции	0,5 °С
8	Напряжение на шинах 24В питания системы ТМ	0,25 В
9	Сила тока в цепях питания системы ТМ	0,25 А

3.5.2. Решения по структуре информационного обмена с сервером ЦППС диспетчерского пункта

Информационный обмен с сервером ДП (ЦППС) осуществляется в соответствии с протоколом ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

IP-адреса и адреса ASDU вновь подключаемых контролируемых пунктов присваиваются в соответствии с требованиями администратора технологической сети телемеханики МКС.

Измерительная информация должна быть унифицирована на уровне контролируемого пункта и передаваться на диспетчерский пункт в соответствии с таблицей:

Таблица 11. Точность обработки передаваемой телеинформации.

	Наименование параметра (группы параметров)	Единицы измерения	Точность обработки (округление)
1	Напряжение на шинах секции РУ СН	кВ	0,1 (один знак после запятой)
2	Частота переменного тока в сети РУ СН	Гц	0,01 (два знака после запятой)
3	Напряжение на шинах РУ НН	В	0,1 (один знак после запятой)
4	Сила тока нагрузки на присоединениях СН	А	0,1 (один знак после запятой)
5	Температура в помещении РУ	°С	0,1 (один знак после запятой)
6	Активная мощность нагрузки на присоединениях СН	кВт	0,1 (один знак после запятой)
7	Реактивная мощность нагрузки на присоединениях СН	кВАР	0,1 (один знак после запятой)
8	Полная мощность нагрузки на присоединениях СН	кВА	0,1 (один знак после запятой)
9	Косинус φ	–	0,01 (два знака после запятой)

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист 29
			308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Телеинформация с контролируемых пунктов должна передаваться на ЦППС ДП в соответствии с протоколом ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 следующими типами кадров:

Передача ТС:

- Одноэлементная информация при общем опросе: <1>: = одноэлементная информация M_SP_NA_1
- Одноэлементная информация при спорадике: <30>: = одноэлементная информация с меткого времени CP56Время2а M_SP_TB_1
- Двухэлементная информация при общем опросе: <3>: = двухэлементная информация M_DP_NA_1
- Двухэлементная информация при спорадике: <31>: = двухэлементная информация с меткого времени CP56Время2а M_DP_TB_1

Передача ТИ:

- ТИ при общем опросе: <13>: = значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой M_ME_NC_1
- ТИ при спорадике: <36>: = значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой с меткого времени CP56Время2а M_ME_TF_1

Передача ТИИ:

- ТИИ при общем опросе: <15>: = интегральная сумма M_IT_NA_1
- ТИИ при спорадике: <37>: = интегральная сумма с меткого времени CP56Время2а M_IT_TB_1

Передача команд ТУ:

CON <45>: = однопозиционная команда C_SC_NA_1

Применение других типов кадров допустимо в исключительных случаях и может быть реализовано только после согласования с СЭТМ МКС – филиала ПАО «Россети Московский регион».

3.5.3. Решения по структуре информационного обмена с уровнем ИВК АИИСКУЭ филиала «Энергоучет».

3.5.3.1. Перечень выходных данных

В счётчике с внутренним тарификатором предусмотрена фиксация следующих внутренних данных и параметров по адресному/широковещательному запросу (защёлка):

- время и дата фиксации;
- энергия по A+, R+ по сумме тарифов;
- энергия по A+, R+ по тарифу 1;
- энергия по A+, R+ по тарифу 2;
- энергия по A+, R+ по тарифу 3;
- энергия по A+, R+ по тарифу 4;
- активная мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- реактивная мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- полная мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- напряжение по каждой фазе;
- ток по каждой фазе;
- коэффициент мощности по каждой фазе и сумме фаз;
- частота;
- углы между основными гармониками фазных напряжений.

Входными данными от счётчиков в ИВК (транзит через УСПД), являются:

- мощность активная прямая (получасовая);
- мощность активная обратная (получасовая);
- мощность реактивная прямая (получасовая);
- мощность реактивная обратная (получасовая);

Текущие показания счётчиков вычитываются из УСПД по запросу ИВК.

Величина коммерческого интервала – 30 мин.

3.5.3.2. Описание выходных данных

Данные о параметрах энергопотребления (суточный, месячный протоколы) в виде таблиц, отчетов и графиков.

Печатные документы по форме шаблонов

Основной шаблон – шаблон, по которому строятся все типы отчетов: годовой, месячный (произвольный), суточный.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 30
Изм.	Кол.цч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ			



Прием/отдача активной/реактивной энергии
по всем фидерам объекта за сутки 14-09-2017

стр. 2 в 14.04.01 пп+
сформирован: 15-09-2017 15:39:58
(с) - статус интервала (0-норм, 1-коррекция врем, 2-авария, 3-откл)
[дбест] - полнота данных (для случаев, когда со счетч. берутся только те или ин.)

Подстанции									
N об.		666		6666				с по	
110 кВ		шина N4076		Фидер N 66		0804130266		тел.	
измерения		A+ + + A- 1/2		TT (1/1)		TN (1/1)		сч. N 804130266	
R+ + + R- 1/2		%		%		%		норм	
Активная энергия Прием		кВтч		кВтч		кВтч		кВтч	
Активная энергия Отдача		кВтч		кВтч		кВтч		кВтч	
Реактивная энергия Прием		кварч		кварч		кварч		кварч	
Реактивная энергия Отдача		кварч		кварч		кварч		кварч	
время		показания		показания		показания		показания	
44 22:00									
45 22:30									
46 23:00									
47 23:30									
48 24:00									
максимум									
итого									
110 кВ									
шина N4076		Фидер N 104		104		104		сч. N 104	
измерения		A+ + + A- 1/2		TT (1/1)		TN (1/1)		сч. N 104	
R+ + + R- 1/2		%		%		%		норм	
Активная энергия Прием		кВтч		кВтч		кВтч		кВтч	
Активная энергия Отдача		кВтч		кВтч		кВтч		кВтч	
Реактивная энергия Прием		кварч		кварч		кварч		кварч	
Реактивная энергия Отдача		кварч		кварч		кварч		кварч	
время		показания		показания		показания		показания	
1 00:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
2 01:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
3 01:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
4 02:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
5 02:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
6 03:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
7 03:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
8 04:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
9 04:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
10 05:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
11 05:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
12 06:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
13 06:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
14 07:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
15 07:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
16 08:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
17 08:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
18 09:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
19 09:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
20 10:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
21 10:30		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
22 11:00		90 31840		000 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
23 11:30		90 46360		148 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
24 12:00		90 65720		197 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
25 12:30		90 85040		197 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
26 13:00		91 04400		197 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
27 13:30		91 23880		199 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
28 14:00		91 43400		199 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
29 14:30		91 62920		199 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	
30 15:00		91 82440		199 0 1 1		1 18080		000 0 1 1	

Протокол первичный строится по трем шаблонам: Протокол Первичный Суточный, Протокол Первичный Месячный и Протокол Первичный Годовой. Данные шаблоны имеют одинаковую структуру, но имеют незначительные изменения в части текстовых полей и таблиц.

Протокол формируется отдельно на каждую точку учета.

14-09-2017

в 11.05.02

Адрес _____ ПРОТОКОЛ (первичный) Абонент _____
Ведомственная принадлежность _____ записей показаний счетчиков и вольтметров Питание центр _____

сформирован: 15-09-2017 15:43:16

Подстанции									
N об.		666		6666					
Кл.напр. 110 кВ		N фид. 104		сч. N 104		коэф. ТП 1 / 1 Ктт=1		коэф. ТН 1 / 1 Ктн=1	
час	Активная Эл.Эн. приём		Реактивная Эл.Эн. приём		Cos(φ) "фи"	tg(φ) "фи"	полная мощность кВА	Показания вольтметра (В)	
	показания счетчика	расход АЭ (кВтч)	показания счетчика	расход РЭ (кварч)				a/n	n/n
00	90 318400	.00	1 180800	.00					
01	90 318400	.00	1 180800	.00					
02	90 318400	.00	1 180800	.00					
03	90 318400	.00	1 180800	.00					
04	90 318400	.00	1 180800	.00					
05	90 318400	.00	1 180800	.00					
06	90 318400	.00	1 180800	.00					
07	90 318400	.00	1 180800	.00					
08	90 318400	.00	1 180800	.00					
09	90 318400	.00	1 180800	.00					
10	90 318400	.00	1 180800	.00					
11	90 318400	.00	1 180800	.00					
12	90 657200	.34	1 180800	.00			.34		
13	91 044000	.39	1 180800	.00			.39		
14	91 434000	.39	1 180800	.00			.39		
15	91 824400	.39	1 180800	.00			.39		
16	92 213200	.39	1 180800	.00			.39		
17	92 604000	.39	1 180800	.00			.39		
18	92 996800	.39	1 180800	.00			.39		
19	93 258000	.26	1 180800	.00			.26		
20	93 258000	.00	1 180800	.00					
21	93 258000	.00	1 180800	.00					
22	93 258000	.00	1 180800	.00					
23	93 258000	.00	1 180800	.00					
24	93 258000	.00	1 180800	.00					

Потребление эл.энергии			Средняя нагрузка			Среднезвеш. коэф. мощности
часы	активной кВтч	реактивной кварч	актив. кВтч	реактив. кварч	полная кВА	
с 0 до 8 ч.	.00	.00	.00	.00		
с 8 до 16 ч.	1.89	.00	.24	.00	.24	
с 16 до 24 ч.	1.04	.00	.13	.00	.13	
с 0 до 24 ч.	2.94	.00	.12	.00	.12	

Запись показаний счетчика

1 _____ фамилия _____
2 _____ фамилия _____
3 _____ фамилия _____

308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ

Лист

31

Формат А4

Протокол суммарный строится по трем шаблонам: Протокол Суммарный Суточный, Протокол Суммарный Месячный и Протокол Суммарный Годовой. Данные шаблоны имеют одинаковую структуру, но имеют незначительные изменения в части текстовых полей и таблицы.

Данный протокол отображает суммарные данные по всем счетчикам, входящим в данный ИВКЭ.

3.5.3.3. Описание массива информации

Массивом информации являются параметры настройки счетчика, а также служебные параметры.

В состав основных параметров настройки счетчиков Меркурий 234 входят:

- параметры каналов опроса счетчика;
- пароль первого и второго уровня доступа к данным;
- наименование точки учета (места установки)
- сетевого адреса счетчика;
- текущего времени и даты;
- время интегрирования мощности счетчика (30 мин);
- тарифное расписание.

В состав служебных параметров, регистрируемых и хранимых в памяти счетчика, входят следующие основные параметры:

- включение и выключение питания счетчика, с указанием времени и даты;
- время сброса показаний;
- время отключения/включения фаз;
- время вскрытия/закрытия крышки (при наличии электронной пломбы);
- коррекция даты и системного времени.

В состав основных параметров настройки УСПД входят:

- уникальный в пределах УСПД номер счетчика;
- пароль 1-ого уровня;
- постоянная счетчика;
- физический адрес счетчика
- параметры каналов сбора информации;
- текущее время;
- флага разрешения/запрета автоматического перехода с «летнего» времени на «зимнее», с «зимнего» времени на «летнее».

В состав служебных параметров, регистрируемых и хранимых в памяти УСПД, входят следующие основные параметры:

- Включение и выключение питания УСПД, с указанием времени и даты;
- коррекция даты и системного времени;
- Состояние каналов связи.

Служебные параметры, хранящиеся в памяти УСПД и счетчике, по запросу передаются на верхний уровень сбора информации.

3.5.3.4. Регламент передачи информации на уровень ИВК

Передача данных АИИС КУЭ в ПАО «Россети Московский регион» происходит по регламенту – раз в 30 минут или по запросу с сервера АИИС КУЭ филиала ПАО «Россети Московский регион» – «Энергоучет».

Передача данных коммерческого учета от ИВК в смежные системы осуществляется в формате xml, макет 80020.

По согласованию с заказчиком, и в целях сокращения объема передаваемых данных, информация АИИС КУЭ передается 1 раз в сутки, во время, удобное для считывания показаний (регламентируется ПАО «Россети Московский регион»).

Инф. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ	Лист
										32
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3.6. Решения по составу программного обеспечения

3.6.1. Описание программного обеспечения КТС

Программное обеспечение комплекса строится на базе компонентов программного комплекса TOPAZ, производства ООО «ПиЭлСи Технолдж».

Программный комплекс TOPAZ имеет свидетельство федеральной службы по интеллектуальной собственности о государственной регистрации программы, за №2012619552.

Компоненты программного комплекса TOPAZ обеспечивают работу всех уровней программно-технических комплексов телемеханики, автоматики, АСУ ТП, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ.

В состав комплекса TOPAZ входят стандартные базовые и прикладные компоненты, также имеется возможность разработки и инсталляции специализированных компонентов.

Полное руководство на программное обеспечение представлено в открытом доступе на сайте www.tpz.ru.

Правообладателем программных продуктов TOPAZ является ООО «ПиЭлСи Технолдж».

Программное обеспечение TOPAZ распространяется на условиях простой (неисключительной) лицензии. Условия лицензии являются предметом договорных отношений между лицензиаром, лицензиатом и конечным пользователем ПО.

Программное обеспечение серверов доступа к данным устанавливается на заводе изготовителе.

Программное обеспечение проходит полный цикл испытаний в соответствии с программой и методикой испытания производителя программного обеспечения.

Программный комплекс TOPAZ предназначен для осуществления следующих функций:

АСУ ТП подстанций, включая функции автоматизированного рабочего места (АРМ) Диспетчеров, оперативного персонала, обслуживающего персонала;

Функций Систем Сбора и Передачи Информации (ССПИ), включая реализацию различных протоколов передачи данных, функции резервирования, функций синхронизации времени между компонентами системы.

Комплект программного обеспечения включает в себя готовые к исполнению программные компоненты и специализированные инструментальные средства для их настроек.

Программные компоненты (системные модули, коммуникационные протоколы и драйверы сопряжения с устройствами, прикладные программы) выполнены в виде файлов отдельных приложений и подключаемых модулей, исполняющихся в коммуникационном контроллере или ПК под управлением ОС Linux или на ПК под управлением ОС Windows.

Все основные системные компоненты и инструментальные средства объединены в комплекты базового дистрибутива и поставляются в готовом (предустановленном) виде на аппаратных носителях. Комплектация и подготовка дистрибутива, его установка на аппаратные носители осуществляется производителем программно-технических средств. В качестве исходных данных для выбора конфигураций программных средств служит проектная и рабочая документация.

Структура программного комплекса TOPAZ и инструментальное программное обеспечение, позволяет осуществить выбор программных компонентов, необходимых для выполнения конкретных функций и задач АСТУ, для загрузки на соответствующие аппаратные платформы из состава технических средств АСТУ.

3.6.2. Описание специализированного ПО

3.6.2.1. Комплект ПО «А/ЛГ-Д4-МКС-TOPAZ»

Программное обеспечение «А/ЛГ-Д4-МКС-TOPAZ» устанавливается на аппаратную платформу TOPAZ IEC DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-TM из состава Комплекта TM и позволяет осуществить опрос устройств TM нижнего уровня контроллером TOPAZ IEC DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-TM и передачу информации на верхний уровень в требуемых протоколах передачи данных. Настройка ПО «А/ЛГ-Д4-МКС-TOPAZ» производится индивидуально для каждого контролируемого пункта.

Настройками данного ПО определяются следующие параметры:

- Количество и типы подключаемого оборудования;
- Параметры устройств верхнего уровня;
- Настройка интерфейсов (типы, скорость обмена);
- Протоколы обмена данными по различным интерфейсам;
- Порядок и периодичность опроса устройств телемеханики и защиты;
- Порядок и периодичность передачи данных на верхний уровень;
- Алгоритмы обработки дискретных сигналов (период интегрирования, обработка дребезга, пороги срабатывания);
- Алгоритмы обработки аналоговых сигналов и счетчиков;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-TM из состава Комплекта ТМ и позволяет осуществить опрос устройств ТМ нижнего уровня контроллером TOPAZ IEC DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-TM и передачу информации на верхний уровень в требуемых протоколах передачи данных. Настройка ПО «АЛГ-Д4-МКС-TOPAZ» производится индивидуально для каждого контролируемого пункта. Настройками данного ПО определяются следующие параметры: - Количество и типы подключаемого оборудования; - Параметры устройств верхнего уровня; - Настройка интерфейсов (типы, скорость обмена); - Протоколы обмена данными по различным интерфейсам; - Порядок и периодичность опроса устройств телемеханики и защиты; - Порядок и периодичность передачи данных на верхний уровень; - Алгоритмы обработки дискретных сигналов (период интегрирования, обработка дрейфа, пороги срабатывания); - Алгоритмы обработки аналоговых сигналов и счетчиков;								
			308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ						Лист		
									33		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

- Параметры сигналов телеуправления (длительность импульса, повтор, блокировка);
- Параметры архивного хранилища (объем данных, подлежащих архивированию на данном уровне, глубина хранения данных).

3.6.2.2. Комплект ПО «АРМ-Д-КП-ТОРАЗ»

Специализированное программное обеспечение «АРМ-Д-КП-ТОРАЗ» устанавливается на аппаратную платформу ТОРАЗ ИЕС DAS MX240-E2Tx1000-E2Tx100-R6-TM из состава Комплекта ТМ и служит для обеспечения взаимодействия с оборудованием вышестоящего уровня. Комплект ПО «АРМ-Д-КП-ТОРАЗ» производится индивидуально для каждого контролируемого пункта.

Комплект содержит файлы конфигурации, которыми определяются следующие параметры:

- Данные о структуре ТС, ТИ и ТУ объекта
- Данные о каналах связи с КП и узлах маршрутизации между контролируемым и диспетчерским(и) пунктами,
- Алгоритмы обработки групповых и вспомогательных телесигналов
- Коэффициенты преобразований ТИ,
- Регламент обработки команд телеуправления;
- Другие настройки и алгоритмы в соответствии с требованиями технического задания и персонала, осуществляющего эксплуатацию АРМ Диспетчера.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										34
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 ПЗ				

1. Состав информационного обеспечения

База данных системы АСТУ формируется на серверах диспетчерского пункта. Настоящим разделом описывается объем и структура телеинформации, передаваемой на вышестоящий уровень. Данный раздел содержит необходимые сведения для формирования структуры базы данных на пункте управления.

2. Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение системы строится по принципу автоматического поступления в базу данных сигналов, сформированных устройствами первого уровня. Формирование баз данных устройствами второго уровня и передача баз данных между устройствами второго и третьего уровня, в настоящем проекте не рассматривается.

Данные с каждого контролируемого пункта укладываются в диапазон базы данных в соответствии адресом ASDU контролируемого пункта. Адрес ASDU определяется при привязке объекта.

Структура данных внутри каждого диапазона отражена в таблице сигналов для контролируемого пункта.

3. Организация сбора и передачи информации

Источниками сигналов и данных в системе являются устройства телемеханики, контролирующие состояние силового оборудования ТП.

Формирование дискретных сигналов осуществляется циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически, при изменении состояния контролируемого оборудования с присваиванием метки времени наступления события. Трансляция сигналов на верхний уровень осуществляется без обработки сигналов.

Аналоговые сигналы формируются в системе телемеханики циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически при выходе значений измеряемых величин за пределы установленных значений апертур. Аналоговые сигналы передаются на верхний уровень без обработки.

На верхнем уровне SCADA-системы настраиваются таблицы привязки сигналов. В базу данных заносится значение сигнала с указанием времени возникновения сигнала. Значения апертур настраиваются в устройствах телемеханики нижнего уровня.

Подп. и дата						
Инв. № дубл.						
Взам. инв. №						
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5	Лист
						2

При превышении значений у ставок максимума и минимума измеряемых величин, устройства телемеханики формируют соответствующий телесигнал, который далее проходит по системе как обычный телесигнал.

Команда «общий опрос» инициализируется при старте и периодически в соответствии с параметром настройки протокола обмена.

4. Состав и структура информационного обмена с контролируемыми пунктами.

Структура данных телемеханики РП представлена в виде таблиц телесигналов, телеуправления и телеизмерений.

В таблицах приведен полный перечень сигналов с подстанции с привязкой к устройству телемеханики первого уровня, осуществляющему контроль данного параметра. В таблице приведены так же все сведения, необходимые для проведения пуско-наладочных работ на уровне контролируемого пункта, включая МЭК-адрес сигнала и адрес сигнала в базе текущих параметров сервера доступна к данным.

Таблица сигналов строится с учетом наибольшего количества сигналов, которое обеспечивают предусмотренные проектом устройства телемеханики.

В таблице сигналов принята система идентификаций контролируемых присоединений в соответствии со структурной схемой 308780/ПС-22-ТМ-РП1 С1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	В таблице сигналов принята система идентификаций контролируемых присоединений в соответствии со структурной схемой 308780/ПС-22-ТМ-РП1 С1.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5					Лист
										3

4.1. Таблица сигналов для РП

№	Тип модуля	Позиция модуля	Адрес модуля	Тип сигнала			Наименование сигнала	№ яч.	Тип ячейки	№ сигнала в базе	
				Категория	Тип канала	Марк.				Дискрет	Аналог
1	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А	1	СВ	1	
2	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В			2	
3	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С			3	
4	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л			4	
5	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л			5	
6	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении			6	
7	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 4	Привод готов			7	
8	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 5	Неисправность цепей управления			8	
9	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП			9	
10	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены			10	
11	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»			11	
12	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 9	АВР готов			12	
13	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 10	ЛЗШ с ОБ в работе			13	
14	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя			14	
15	HVD3-RTU7	AR1	1	ТС	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л			15	
16	HVD3-RTU7	AR1	1	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВК/ЛЮЧИТЬ			501	
17	HVD3-RTU7	AR1	1	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТК/ЛЮЧИТЬ			502	
18	HVD3-RTU7	AR1	1	ТИ	IO	IO	Не используется				1
19	HVD3-RTU7	AR1	1	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А				2
20	HVD3-RTU7	AR1	1	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б				3
21	HVD3-RTU7	AR1	1	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С				4
22	HVD3-RTU7	AR1	1	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				5
23	HVD3-RTU7	AR1	1	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				6
24	HVD3-RTU7	AR1	1	ТИ	U 100V	Uc	Не используется				7
25	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI La	La	Не используется	2	ТН-1	21	
26	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI Lb	Lb	Не используется			22	
27	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI Lc	Lc	Не используется			23	
28	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI	DI 1	Выключатель нагрузки включен			24	
29	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI	DI 2	Выключатель нагрузки заземлен			25	
30	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI	DI 3	Положение ав. выключателя цепей 100V P3uA			26	
31	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI	DI 4	Положение ав. выключателя цепей 100V TM			27	
32	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI	DI 5	Не используется			28	
33	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI	DI 6	Не используется			29	
34	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI	DI 7	Не используется			190	
35	HVD3-RTU5	AR2	2	ТС	DI	DI 8	Не используется			191	
36	HVD3-RTU5	AR2	2	ТИ	I 5A	Ia	Не используется				11
37	HVD3-RTU5	AR2	2	ТИ	I 5A	Ib	Не используется				12
38	HVD3-RTU5	AR2	2	ТИ	I 5A	Ic	Не используется				13
39	HVD3-RTU5	AR2	2	ТИ	U 100V	Ua	Напряжение фазы А				14
40	HVD3-RTU5	AR2	2	ТИ	U 100V	Ub	Напряжение фазы В				15
41	HVD3-RTU5	AR2	2	ТИ	U 100V	Uc	Напряжение фазы С				16
42	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А	3	Ввод-1	41	
43	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В			42	

Подп. и дата	
Инд. № дубл.	
Взам. инд. №	
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5

Лист
4

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата

44	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С
45	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л
46	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л
47	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении
48	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 4	Прибор готов
49	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 5	Неисправность цепей управления
50	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП
51	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены
52	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»
53	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 9	Не используется
54	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 10	Не используется
55	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя
56	HVD3-RTU7	AR3	3	ТС	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л
57	HVD3-RTU7	AR3	3	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВК/ЛЮЧИТЬ
58	HVD3-RTU7	AR3	3	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТК/ЛЮЧИТЬ
59	HVD3-RTU7	AR3	3	ТИ	Ю	Ю	Так нулевой последовательности
60	HVD3-RTU7	AR3	3	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А
61	HVD3-RTU7	AR3	3	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б
62	HVD3-RTU7	AR3	3	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С
63	HVD3-RTU7	AR3	3	ТИ	U 100V	Ua	Не используется
64	HVD3-RTU7	AR3	3	ТИ	U 100V	Ub	Не используется
65	HVD3-RTU7	AR3	3	ТИ	U 100V	Uc	Не используется
66	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А
67	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В
68	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С
69	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л
70	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л
71	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении
72	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 4	Прибор готов
73	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 5	Неисправность цепей управления
74	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП
75	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены
76	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»
77	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 9	Не используется
78	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 10	Не используется
79	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя
80	HVD3-RTU7	AR4	4	ТС	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л
81	HVD3-RTU7	AR4	4	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВК/ЛЮЧИТЬ
82	HVD3-RTU7	AR4	4	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТК/ЛЮЧИТЬ
83	HVD3-RTU7	AR4	4	ТИ	Ю	Ю	Так нулевой последовательности
84	HVD3-RTU7	AR4	4	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А
85	HVD3-RTU7	AR4	4	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б
86	HVD3-RTU7	AR4	4	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С
87	HVD3-RTU7	AR4	4	ТИ	U 100V	Ua	Не используется
88	HVD3-RTU7	AR4	4	ТИ	U 100V	Ub	Не используется
89	HVD3-RTU7	AR4	4	ТИ	U 100V	Uc	Не используется
90	HVD3-RTU7	AR5	5	ТС	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А

4	Отх. Линия	

43	
44	
45	
46	
47	
48	
49	
50	
51	
52	
53	
54	
55	
503	
504	
	21
	22
	23
	24
	25
	26
	27
61	
62	
63	
64	
65	
66	
67	
68	
69	
70	
71	
72	
73	
74	
75	
505	
506	
	31
	32
	33
	34
	35
	36
	37
81	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5	Лист
						5

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата

91	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В	5	Отх. Линия	82	
92	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С			83	
93	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л			84	
94	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л			85	
95	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении			86	
96	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 4	Прибор готов			87	
97	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 5	Неисправность цепей управления			88	
98	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП			89	
99	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены			90	
100	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»			91	
101	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 9	Не используется			92	
102	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 10	Не используется			93	
103	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя			94	
104	HVD3-RTU7	AR5	5	TC	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л			95	
105	HVD3-RTU7	AR5	5	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВК/ЛЮЧИТЬ	6	Отх. Линия	507	
106	HVD3-RTU7	AR5	5	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТК/ЛЮЧИТЬ			508	
107	HVD3-RTU7	AR5	5	ТИ	Ю	Ю	Так нулевой последовательности				41
108	HVD3-RTU7	AR5	5	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А				42
109	HVD3-RTU7	AR5	5	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б				43
110	HVD3-RTU7	AR5	5	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С				44
111	HVD3-RTU7	AR5	5	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				45
112	HVD3-RTU7	AR5	5	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				46
113	HVD3-RTU7	AR5	5	ТИ	U 100V	Uc	Не используется				47
114	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А			101	
115	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В			102	
116	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С			103	
117	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л			104	
118	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л			105	
119	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении			106	
120	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 4	Прибор готов			107	
121	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 5	Неисправность цепей управления			108	
122	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП			109	
123	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены			110	
124	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»			111	
125	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 9	Не используется			112	
126	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 10	Не используется			113	
127	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя			114	
128	HVD3-RTU7	AR6	6	TC	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л			115	
129	HVD3-RTU7	AR6	6	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВК/ЛЮЧИТЬ			509	
130	HVD3-RTU7	AR6	6	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТК/ЛЮЧИТЬ			510	
131	HVD3-RTU7	AR6	6	ТИ	Ю	Ю	Так нулевой последовательности				51
132	HVD3-RTU7	AR6	6	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А				52
133	HVD3-RTU7	AR6	6	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б				53
134	HVD3-RTU7	AR6	6	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С				54
135	HVD3-RTU7	AR6	6	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				55
136	HVD3-RTU7	AR6	6	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				56
137	HVD3-RTU7	AR6	6	ТИ	U 100V	Uc	Не используется				57

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5	Лист
						6

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм. № дубл.	Подп. и дата

138	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А	7	TCH-1	121	
139	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В			122	
140	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С			123	
141	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л			124	
142	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л			125	
143	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении			126	
144	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 4	Прибор готов			127	
145	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 5	Неисправность цепей управления			128	
146	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП			129	
147	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены			130	
148	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»			131	
149	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 9	Срабатывание 1-ой ступени ТЗТ			132	
150	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 10	Срабатывание 2-ой ступени ТЗТ (откл.)			133	
151	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя			134	
152	HVD3-RTU7	AR7	7	ТС	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л			135	
153	HVD3-RTU7	AR7	7	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВКЛЮЧИТЬ			511	
154	HVD3-RTU7	AR7	7	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТКЛЮЧИТЬ			512	
155	HVD3-RTU7	AR7	7	ТИ	IO	IO	Не используется				61
156	HVD3-RTU7	AR7	7	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А				62
157	HVD3-RTU7	AR7	7	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б				63
158	HVD3-RTU7	AR7	7	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С				64
159	HVD3-RTU7	AR7	7	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				65
160	HVD3-RTU7	AR7	7	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				66
161	HVD3-RTU7	AR7	7	ТИ	U 100V	Uc	Не используется				67
162	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А	8	TCH-2	141	
163	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В			142	
164	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С			143	
165	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л			144	
166	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л			145	
167	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении			146	
168	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 4	Прибор готов			147	
169	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 5	Неисправность цепей управления			148	
170	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП			149	
171	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены			150	
172	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»			151	
173	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 9	Срабатывание 1-ой ступени ТЗТ			152	
174	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 10	Срабатывание 2-ой ступени ТЗТ (откл.)			153	
175	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя			154	
176	HVD3-RTU7	AR8	8	ТС	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л			155	
177	HVD3-RTU7	AR8	8	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВКЛЮЧИТЬ			513	
178	HVD3-RTU7	AR8	8	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТКЛЮЧИТЬ			514	
179	HVD3-RTU7	AR8	8	ТИ	IO	IO	Не используется				71
180	HVD3-RTU7	AR8	8	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А				72
181	HVD3-RTU7	AR8	8	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б				73
182	HVD3-RTU7	AR8	8	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С				74
183	HVD3-RTU7	AR8	8	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				75
184	HVD3-RTU7	AR8	8	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				76
185	HVD3-RTU7	AR8	8	ТИ	U 100V	Uc	Не используется				77
308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5										Лист	
										7	

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата

186	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А	9	Отх. Линия	161	
187	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В			162	
188	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С			163	
189	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л			164	
190	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л			165	
191	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении			166	
192	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 4	Привод готов			167	
193	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 5	Неисправность цепей управления			168	
194	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП			169	
195	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены			170	
196	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»			171	
197	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 9	Не используется			172	
198	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 10	Не используется			173	
199	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя			174	
200	HVD3-RTU7	AR9	9	ТС	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л			175	
201	HVD3-RTU7	AR9	9	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВК/ЛЮЧИТЬ			515	
202	HVD3-RTU7	AR9	9	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТК/ЛЮЧИТЬ			516	
203	HVD3-RTU7	AR9	9	ТИ	Ю	Ю	Так нулевой последовательности				81
204	HVD3-RTU7	AR9	9	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А				82
205	HVD3-RTU7	AR9	9	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б				83
206	HVD3-RTU7	AR9	9	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С				84
207	HVD3-RTU7	AR9	9	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				85
208	HVD3-RTU7	AR9	9	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				86
209	HVD3-RTU7	AR9	9	ТИ	U 100V	Uc	Не используется				87
210	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А	10	Отх. Линия	181	
211	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В			182	
212	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С			183	
213	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л			184	
214	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л			185	
215	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении			186	
216	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 4	Привод готов			187	
217	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 5	Неисправность цепей управления			188	
218	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП			189	
219	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены			190	
220	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»			191	
221	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 9	Не используется			192	
222	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 10	Не используется			193	
223	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя			194	
224	HVD3-RTU7	AR10	10	ТС	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л			195	
225	HVD3-RTU7	AR10	10	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВК/ЛЮЧИТЬ			517	
226	HVD3-RTU7	AR10	10	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТК/ЛЮЧИТЬ			518	
227	HVD3-RTU7	AR10	10	ТИ	Ю	Ю	Так нулевой последовательности				91
228	HVD3-RTU7	AR10	10	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А				92
229	HVD3-RTU7	AR10	10	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б				93
230	HVD3-RTU7	AR10	10	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С				94
231	HVD3-RTU7	AR10	10	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				95
232	HVD3-RTU7	AR10	10	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				96
233	HVD3-RTU7	AR10	10	ТИ	U 100V	Uc	Не используется				97

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5	Лист
						8

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Подп. и дата	Изм. № докл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.

234	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А	11	Отх. Линия	201	
235	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В			202	
236	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С			203	
237	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л			204	
238	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л			205	
239	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении			206	
240	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 4	Привод готов			207	
241	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 5	Неисправность цепей управления			208	
242	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП			209	
243	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены			210	
244	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»			211	
245	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 9	Не используется			212	
246	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 10	Не используется			213	
247	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя			214	
248	HVD3-RTU7	AR11	11	TC	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л			215	
249	HVD3-RTU7	AR11	11	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВК/ЛЮЧИТЬ			519	
250	HVD3-RTU7	AR11	11	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТК/ЛЮЧИТЬ			520	
251	HVD3-RTU7	AR11	11	ТИ	Ю	Ю	Так нулевой последовательности				101
252	HVD3-RTU7	AR11	11	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А				102
253	HVD3-RTU7	AR11	11	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б				103
254	HVD3-RTU7	AR11	11	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С				104
255	HVD3-RTU7	AR11	11	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				105
256	HVD3-RTU7	AR11	11	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				106
257	HVD3-RTU7	AR11	11	ТИ	U 100V	Uc	Не используется				107
258	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI La	La	Наличие напряжения на кабеле фаза А	12	Ввод- 2	221	
259	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI Lb	Lb	Наличие напряжения на кабеле фаза В			222	
260	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI Lc	Lc	Наличие напряжения на кабеле фаза С			223	
261	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 1	Положение выключателя ВК/Л			224	
262	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 2	Положение заземлителя ВК/Л			225	
263	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 3	Выкатной элемент в рабочем положении			226	
264	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 4	Привод готов			227	
265	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 5	Неисправность цепей управления			228	
266	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 6	Неисправность терминала БЭМП			229	
267	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 7	Автоматы оперативных цепей отключены			230	
268	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 8	Ключ управления «Мест/Дист» в поз. «Мест»			231	
269	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 9	Не используется			232	
270	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 10	Не используется			233	
271	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 11	Аварийное отключение выключателя			234	
272	HVD3-RTU7	AR12	12	TC	DI	DI 12	Положение выключателя ОТК/Л			235	
273	HVD3-RTU7	AR12	12	ТУ	DO	DO 1	Телеуправление выключателем ВК/ЛЮЧИТЬ			521	
274	HVD3-RTU7	AR12	12	ТУ	DO	DO 2	Телеуправление выключателем ОТК/ЛЮЧИТЬ			522	
275	HVD3-RTU7	AR12	12	ТИ	Ю	Ю	Так нулевой последовательности				111
276	HVD3-RTU7	AR12	12	ТИ	I 5A	Ia	Так по фазе А				112
277	HVD3-RTU7	AR12	12	ТИ	I 5A	Ib	Так по фазе Б				113
278	HVD3-RTU7	AR12	12	ТИ	I 5A	Ic	Так по фазе С				114
279	HVD3-RTU7	AR12	12	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				115
280	HVD3-RTU7	AR12	12	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				116

308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5

Лист

9

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Подп. и дата	Изм. № докл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.

281	HVD3-RTU7	AR12	12	ТИ	U 100V	Uc	Не используется	13	ТН-2		117
282	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI La	La	Не используется			241	
283	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI Lb	Lb	Не используется			242	
284	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI Lc	Lc	Не используется			243	
285	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI	DI 1	Выключатель нагрузки включен			244	
286	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI	DI 2	Выключатель нагрузки заземлен			245	
287	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI	DI 3	Положение об. выключателя цепей 100V P3uA			246	
288	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI	DI 4	Положение об. выключателя цепей 100V TM			247	
289	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI	DI 5	Не используется			248	
290	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI	DI 6	Не используется			249	
291	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI	DI 7	Не используется			250	
292	HVD3-RTU5	AR13	13	ТС	DI	DI 8	Не используется			251	
293	HVD3-RTU5	AR13	13	ТИ	I 5A	Ia	Не используется				121
294	HVD3-RTU5	AR13	13	ТИ	I 5A	Ib	Не используется				122
295	HVD3-RTU5	AR13	13	ТИ	I 5A	Ic	Не используется				123
296	HVD3-RTU5	AR13	13	ТИ	U 100V	Ua	Напряжение фазы А				124
297	HVD3-RTU5	AR13	13	ТИ	U 100V	Ub	Напряжение фазы В				125
298	HVD3-RTU5	AR13	13	ТИ	U 100V	Uc	Напряжение фазы С				126
299	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI La	La	Не используется	14	СВН	261	
300	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI Lb	Lb	Не используется			262	
301	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI Lc	Lc	Не используется			263	
302	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 1	Выключатель нагрузки включен			264	
303	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 2	Выключатель нагрузки заземлен			265	
304	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 3	Не используется			266	
305	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 4	Не используется			267	
306	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 5	Не используется			268	
307	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 6	Не используется			269	
308	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 7	Не используется			270	
309	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 8	Не используется			271	
310	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 9	Не используется			272	
311	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 10	Не используется			273	
312	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 11	Не используется			274	
313	HVD3-RTU7	AR14	14	ТС	DI	DI 12	Не используется			275	
314	HVD3-RTU7	AR14	14	ТУ	DO	DO 1	Не используется			523	
315	HVD3-RTU7	AR14	14	ТУ	DO	DO 2	Не используется			524	
316	HVD3-RTU7	AR14	14	ТИ	IO	IO	Не используется				131
317	HVD3-RTU7	AR14	14	ТИ	I 5A	Ia	Не используется				132
318	HVD3-RTU7	AR14	14	ТИ	I 5A	Ib	Не используется				133
319	HVD3-RTU7	AR14	14	ТИ	I 5A	Ic	Не используется				134
320	HVD3-RTU7	AR14	14	ТИ	U 100V	Ua	Не используется				135
321	HVD3-RTU7	AR14	14	ТИ	U 100V	Ub	Не используется				136
322	HVD3-RTU7	AR14	14	ТИ	U 100V	Uc	Не используется				137
323	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 1	Резервное питание ЩАП-14 №1	-	-	281	
324	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 2	Питание оперативных цепей в обход ИБП (байпас) №1			282	
325	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 3	Переход на питание от ИБП №1			283	
326	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 4	Авария УКИ №1			284	

308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5

327	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 5	Земля в сети ОЦ №1			285	
328	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 6	Резервное питание ЩАП-14 №2			286	
329	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 7	Питание оперативных цепей в обход ИБП (байпас) №2			287	
330	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 8	Переход на питание от ИБП №2			288	
331	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 9	Авария УКИ №2			289	
332	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 10	Земля в сети ОЦ №2			290	
333	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 11	Двери РП 1 секции открыты			291	
334	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 12	Двери РП 2 секции открыты			292	
335	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 13	АВР ШПСН 1			293	
336	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 14	АВР ШПСН 2			294	
337	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 15	Не используется			295	
338	TM DIN16C	AR15	-	ТС	DI	DI 16	Дверь ИВКЭ открыта			296	

Общее количество сигналов		
Телесигнализация	Телеуправление	Телеизмерения
174	22	47

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инд. №	Инд. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата
Изм.	Лист
№ докум.	Подп.
Дата	Дата

5. Информационное обеспечение подсистемы учёта

Перечень выходных данных

На счетчик поступают физические сигналы: ток по трем фазам (I_A, I_B, I_C) и напряжение по трем фазам (U_A, U_B, U_C). Счетчик на основании полученных данных и настроек формирует 42 внутримашинных сигнала. Передаваемые сигналы счетчика представлены в таблице:

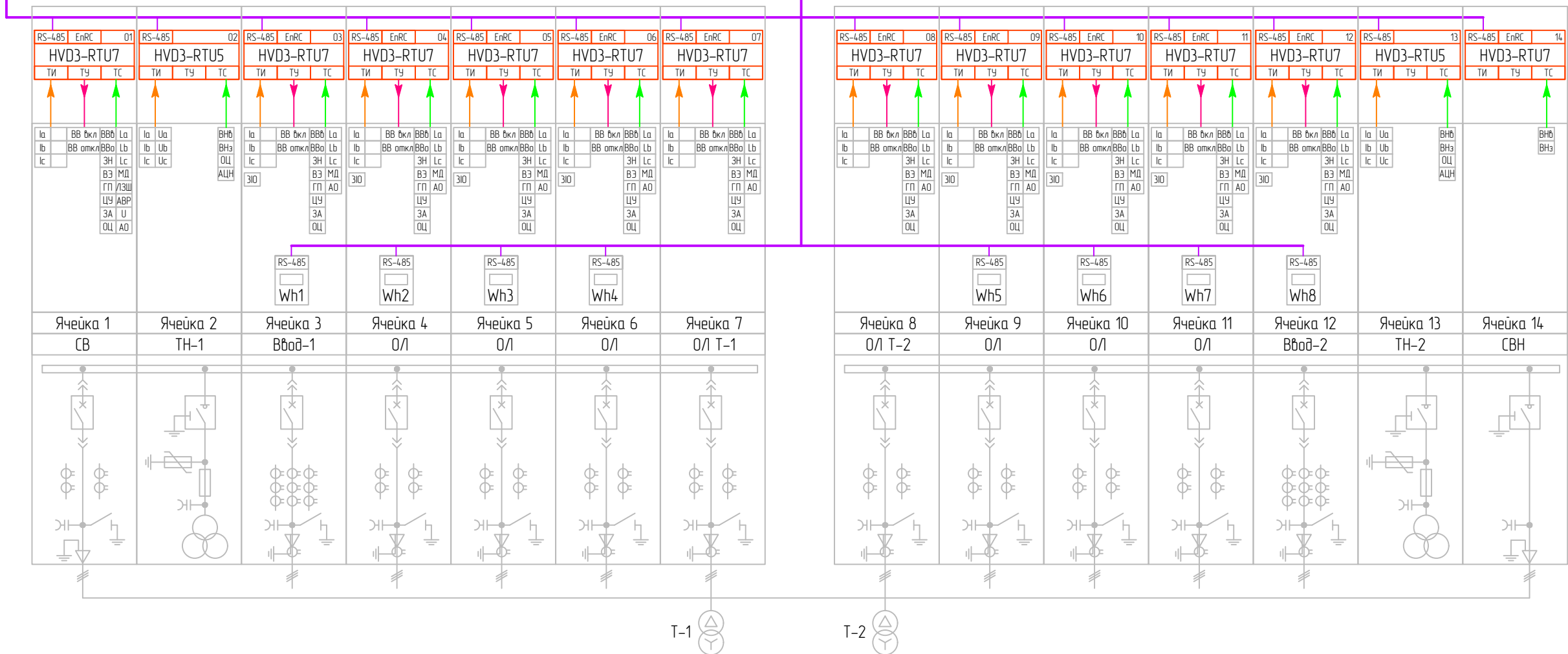
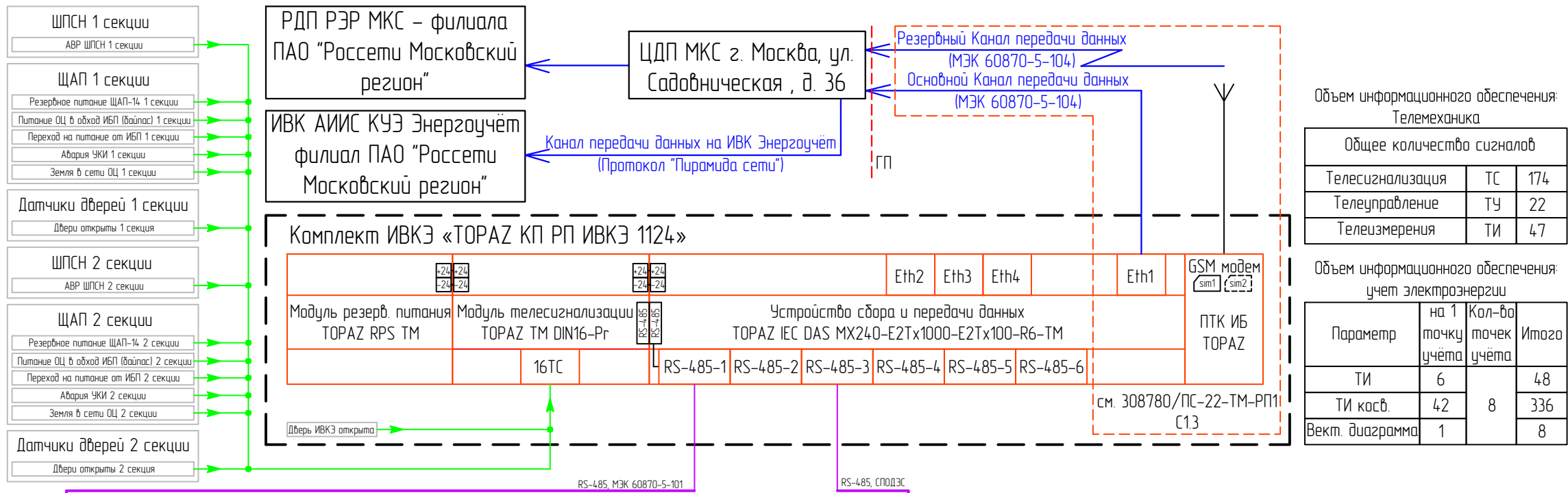
№	Сигналы счетчика Меркурий 234		№	Сигналы счетчика Меркурий 234	
Фиксируемые параметры					
1	время и дата фиксации		22	полная мощность	
2	энергия по сумме тарифов	энергия по A+	23	напряжение	
3		энергия по R+	24		
4	энергия по тарифу 1	энергия по A+	25		
5		энергия по R+	26		
6	энергия по тарифу 2	энергия по A+	27	ток	
7		энергия по R+	28		
8	энергия по тарифу 3	энергия по A+	29	коэффициент мощности	
9		энергия по R+	30		
10	энергия по тарифу 4	энергия по A+	31		
11		энергия по R+	32		
12	активная мощность	фаза A	33	частота	
13		фаза B	34		
14		фаза C	35	углы между основными гармониками фазных напряжений	
15		сумма фаз	36		
16	реактивная мощность	фаза A	37	включение и выключение питания счётчика, с указанием времени и даты	
17		фаза B	38		
18		фаза C	39	время сброса показаний	
19		сумма фаз	40	время отключения/включения фаз	
20	полная мощность	фаза A	41	время вскрытия/закрытия крышки	
21		фаза B	42	коррекция даты и системного времени	

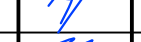
Таблица 4. Перечень информации передаваемой системой учёта

Общее количество сигналов			
Параметр	На одну ТУ*	Кол-во ТУ*	Итого
ТИ	6	8	48
ТИ косв.	42		336
Вект диагр.	1		8
Всего:			392

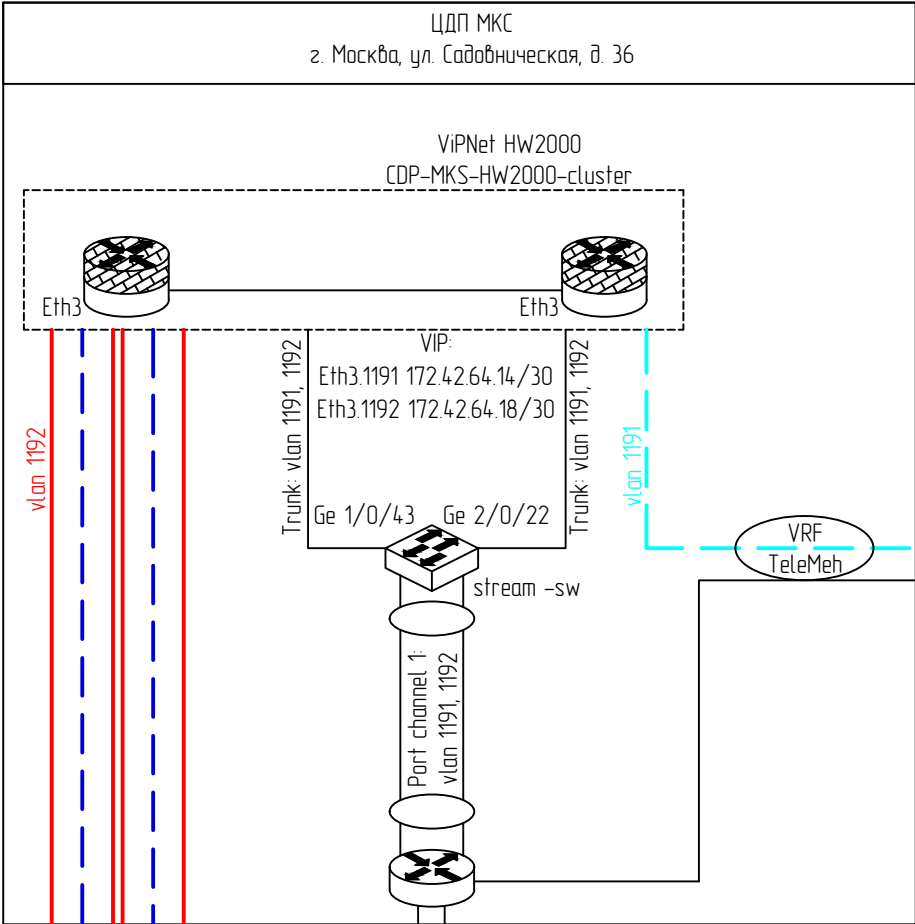
*ТУ-точка учёта

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	308780/ПС-22-ТМ-РП1 П5	Подп. и дата
						Изм. № подл.
						Изм. № подл.
Изм. № подл.	Изм. № подл.	Изм. № подл.	Изм. № подл.	Изм. № подл.	Изм. № подл.	Лист
						12



						308780/ПС-22-ТМ-РП1 С1.1			
						Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до соорж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР-г.Москва, пр-кт Вернадского, ул.Лобачевского, э/у28/36, влд. 62			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.	Кривошеин				08.25		РД	1	1
Разраб.	Коновалов				08.25	Схема структурная комплекса телемеханики и АИИС КУЭ	АО "Профэнерго"		
ГИП.	Третьяков				08.25				

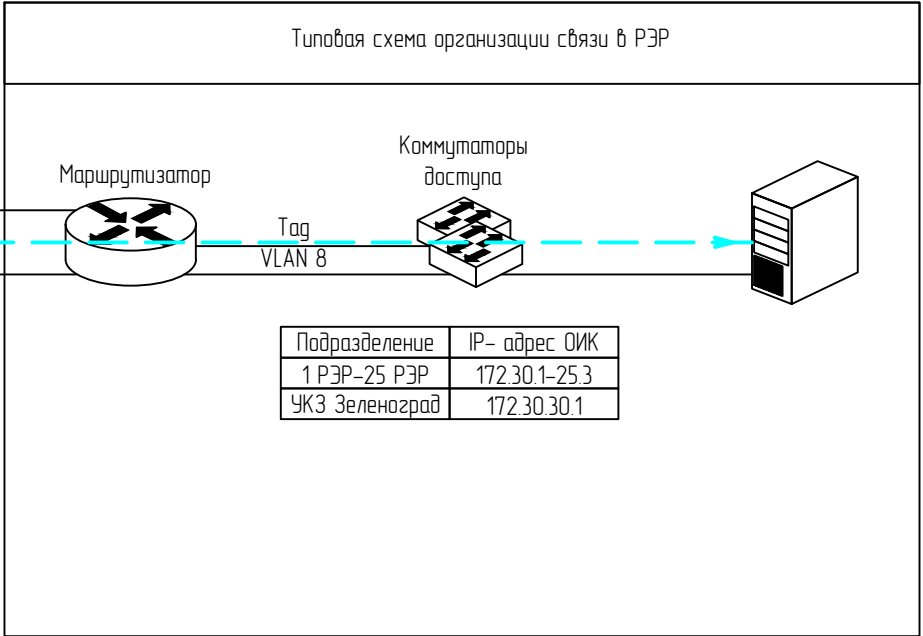
Согласовано				
Взам. инб. №				
Подп. и дата				
Инб. № подл.				



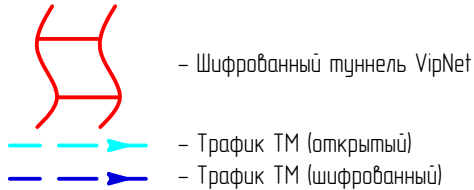
Примечание: Используется два из трех операторов с наилучшими показателями доступности сети в месте расположения подстанции

- Перечень функций ИБ, подлежащих наладке в ходе ПНР:
1. Запрет свободного доступа ко всем функциям устройства. настройка функции идентификации и аутентификации пользователей для конфигурирования устройства и для доступа к функциям.
 2. Настройка пользователей, их прав и уровней доступа для доступа к определенным функциям в соответствии с обязанностями и уровнем доступа.
 3. Настройка ограничений программной среды. Настройка списка разрешенных к установке программ.
 4. Настройка функции регистрации событий безопасности и его сигнальная проверка.
 5. Резервное копирование образа ПО и конфигурации.
 6. Блокировка услуг и сервисов не предназначенных для целей передачи данных с использованием выделенной APN.
 7. Проверка блокировки соединений между узлами сети APN (за исключением серверов верхнего уровня) на стороне оператора сотовой связи.
 8. Запрет любого трафика взаимодействий с внешними сетями, кроме зашифрованного трафика взаимодействия с криптошлюзами верхнего уровня.
 9. Настройка конкретных IP-адресов и портов TCP/UDP для взаимодействия с устройствами верхнего уровня.
 10. Настройка обмена с ПТК АСТУ по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (порт2404), запрет обмена по любым другим протоколам и портам. Настройка маршрутизатора для исключения возможности обмена данными ПТК АСТУ с другими устройствами на подстанции.
 11. Настройка обмена данными с ИБК "Пирамида-Сети" по протоколу СПОДЭС, запрет обмена по любым другим протоколам и портам. Настройка маршрутизатора для исключения возможности обмена данными ИБК с другими устройствами на подстанции.

Схема организации передачи данных по каналам GSM с использованием оборудования шифрования VipNet



- Перечень мероприятий по организации защищенных каналов передачи данных:
1. Выполнить установку ПТК информационной безопасности TOPAZ Gateway в контроллер TM/АИИСКУЭЗ
 2. Выполнить настройку GSM-модема.
 3. Установить SIM-карты оператора сотовой связи, выполнить настройку тракта передачи данных: проверить наличие связи с оператором, проверить регистрацию карты в сети, проверить уровень сигнала и параметры тракта (Ping, Time-out, jitter, отсутствие потери).
 4. Выполнить активацию ключа VipNet. Проверить номер сети VipNet отправить запрос администратору сети VipNet на добавление нового клиента и формирование DST файла.
 5. Установить полученный от администратора сети VipNet файл DST.
 6. Загрузить в контроллер TM/АИИСКУЭЗ TOPAZ конфигурацию, перезагрузить устройство. Убедиться, что процесс iec-controls запускается автоматически. Проверить, что все счетчики на связи. При наличии архивов - отследить, что архивы начали появляться на устройстве
 7. Убедиться, что на верхнем уровне - АРМ телемеханики в РЭР лингуется новое устройство и передаются данные (проверяется совместно с сотрудником на ДП).
 8. Выполнить посылную наладку системы диагностики протекания технологического процесса с проверкой всех сигналов оповещений о инцидентах информационной безопасности.
 9. Пункты 1-8 выполнить для второго маршрутизатора и канала связи.



						308780/ПС-22-ТМ-РП1 С1.2			
						Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до соорж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР-2 Москва, пр-кт Вернадского, ул./Лобачевского, з/у28/36, влд 62			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Кривошеин			08.25		РД	1	1
Разраб.		Коновалов			08.25	Схема организации передачи данных по каналам GSM с использованием оборудования шифрования VipNet	АО "Профэнергo"		
ГИП.		Третьяков			08.25				

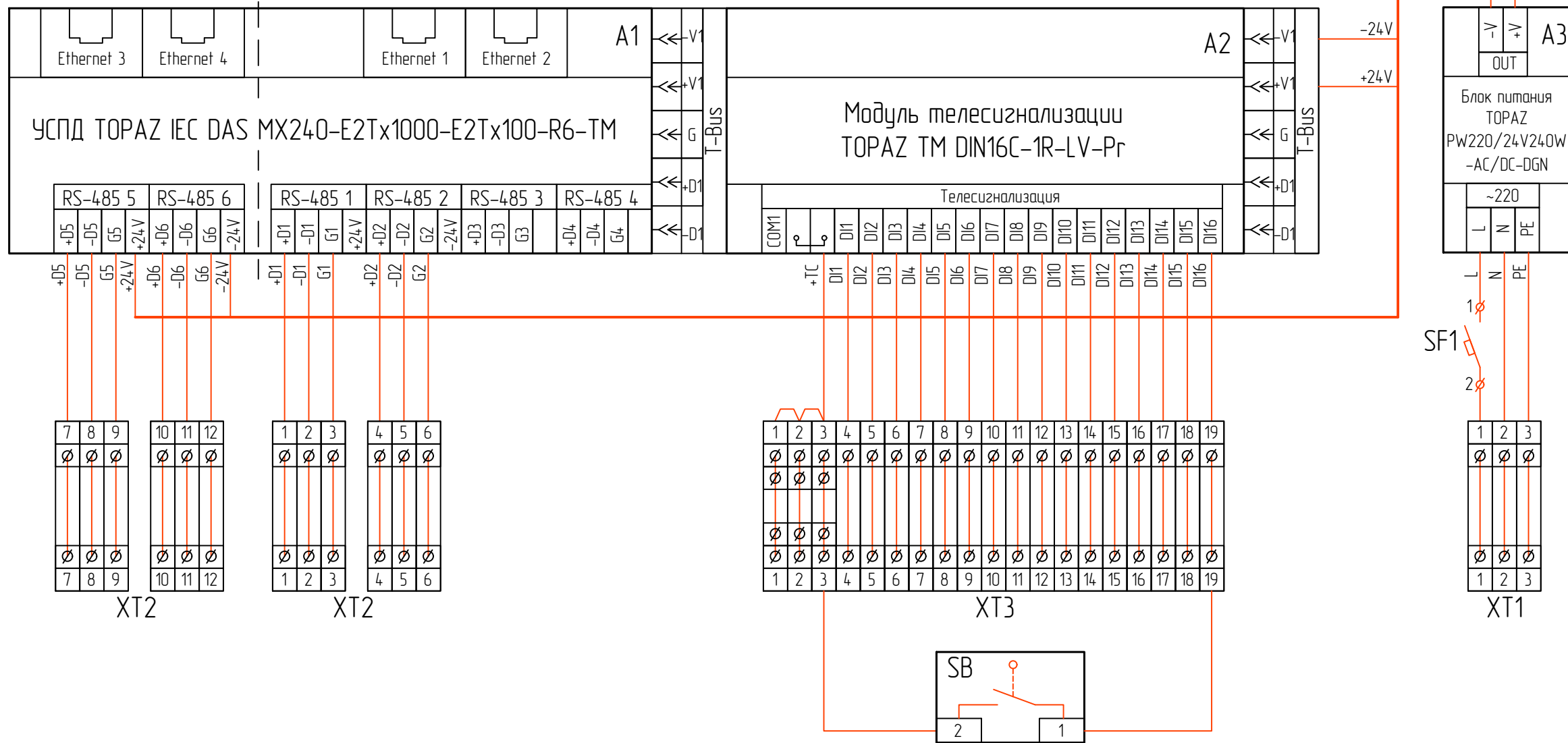
Согласовано

Взам. инб. №

Подп. и дата

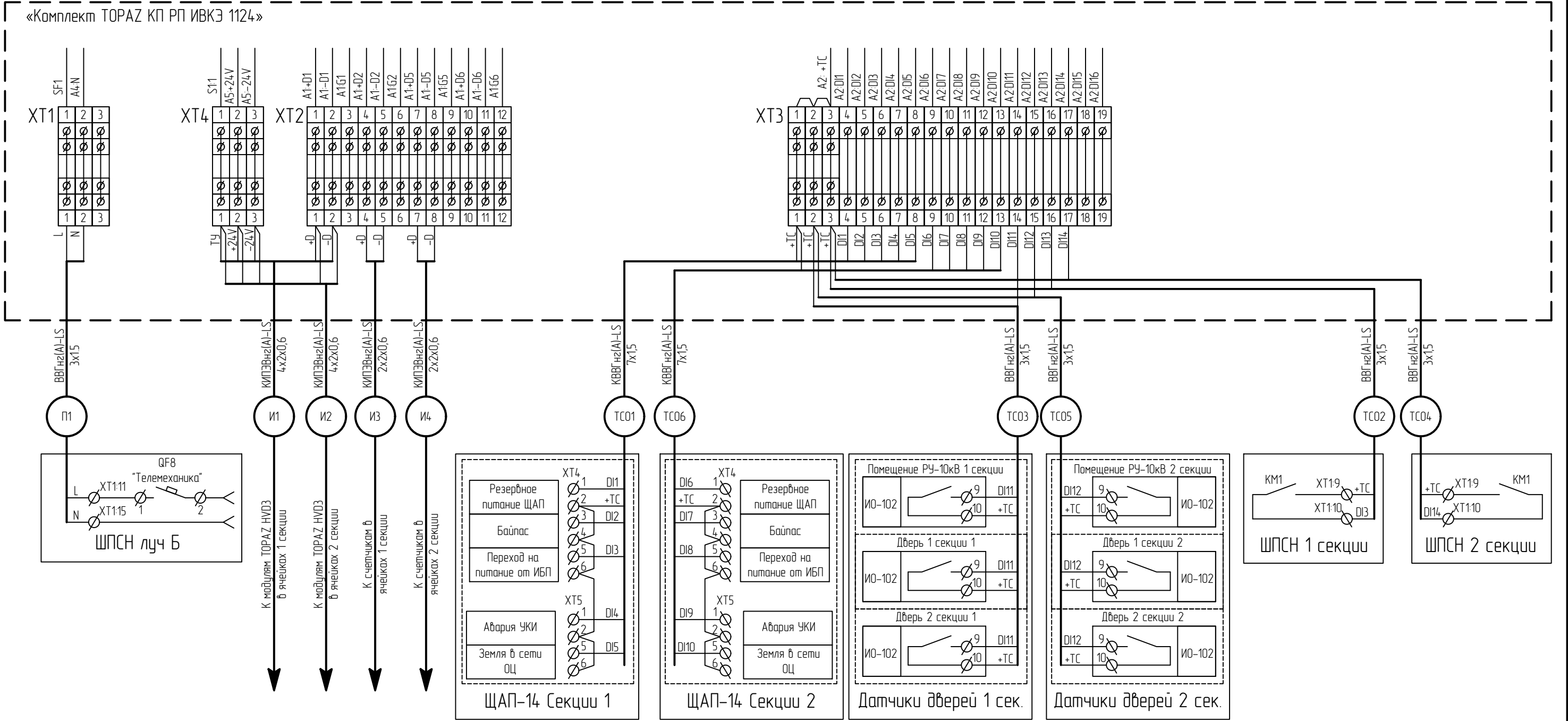
Инб. № подл.

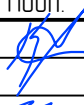
Не устанавливать T-bus на
эту часть контроллера.



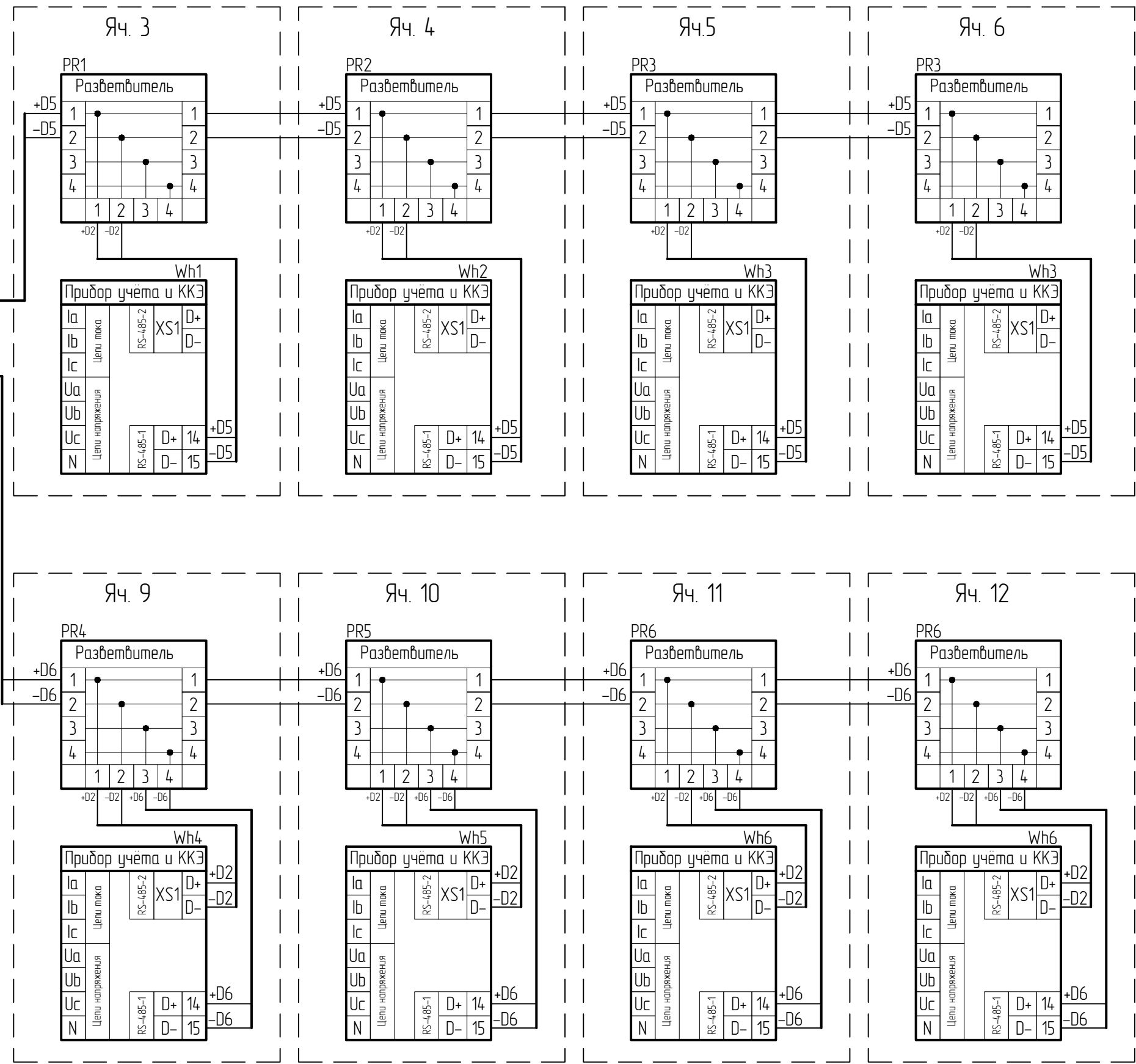
						308780/ПС-22-ТМ-РП1 СБ			
						Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до сооруж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР-2 Маскво, пр-кт Вернадского, ул. Лобачевского, з/у28/36, блд 62			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Кривошеин			08.25		РД	1	1
Разраб.		Коновалов			08.25				
ГИП.		Третьяков			08.25	«Комплект ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124» Схема внутренних соединений		АО «Профэнергo»	

Согласовано			
И.И.И. № подл.	Подп. и дата	Взам. инб. №	



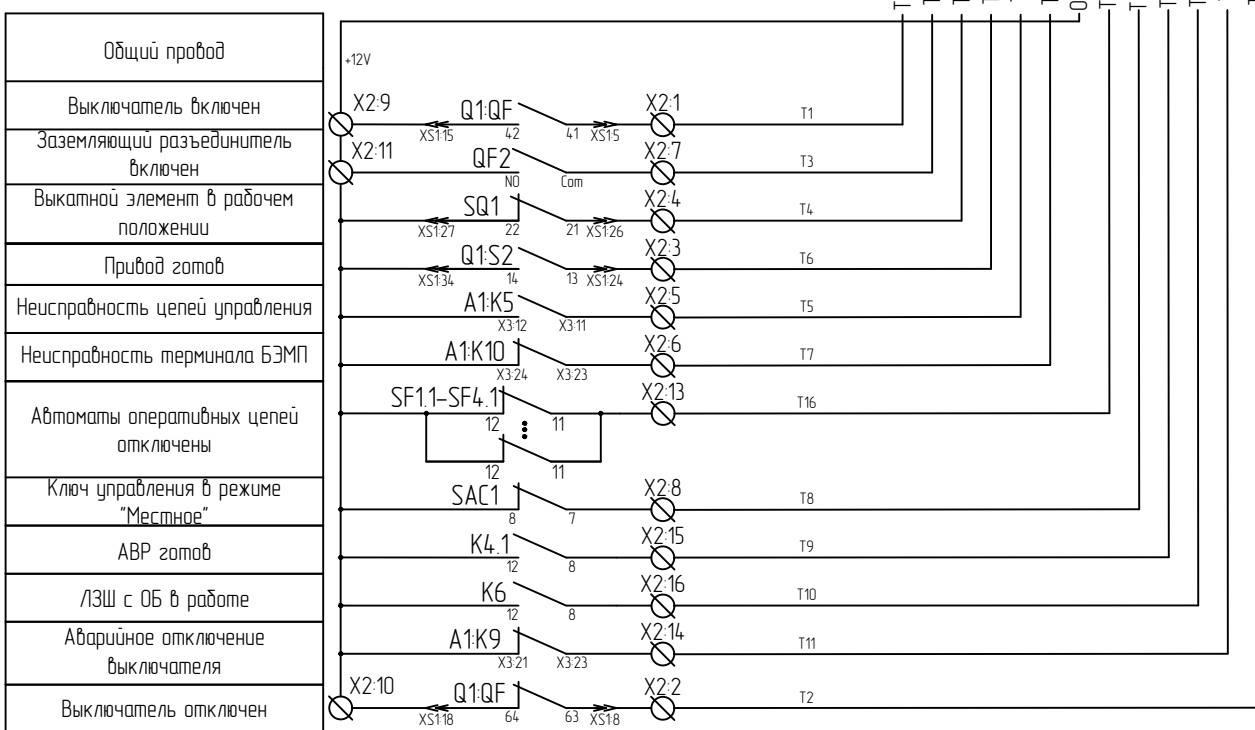
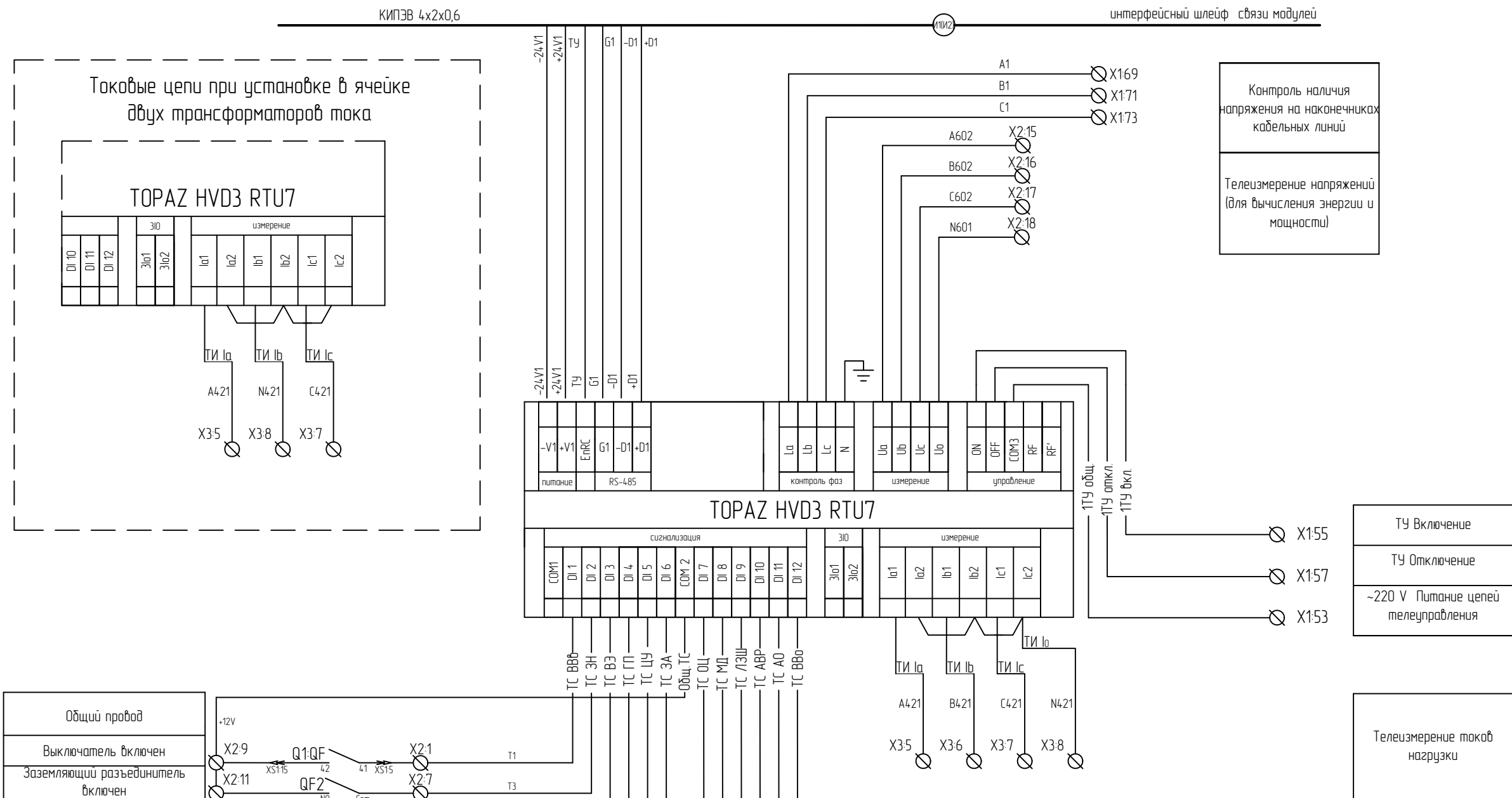
						308780/ПС-22-ТМ-РП1 С5.1			
						Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до соор. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соор. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соор. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до соор. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР-2 Москва, пр-кт Вернадского, ул. Лобачевского, з/у28/36, блд. 62			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.	Кривошеин				08.25		РД	1	1
Разраб.	Коновалов				08.25				
ГИП.	Третьяков				08.25				
						«Комплект ТОРАЗ КП РП ИВКЗ 1124» Схема внешних соединений	АО «Профэнергo»		

Создано					
Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					



308780/ПС-22-ТМ-РП1 С5.2					
Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до соорж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР-2 Москва, пр-кт Вернадского, ул. Лобачевского, з/у28/36, блд 62					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Нач. отд.	Кривошеин				08.25
Разраб.	Коновалов				08.25
ГИП.	Третьяков				08.25
Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ					
Система интеграции приборов учета					
АО «Профэнергo»					

Схема подключения устройства телемеханики в ячейке секционного выключателя



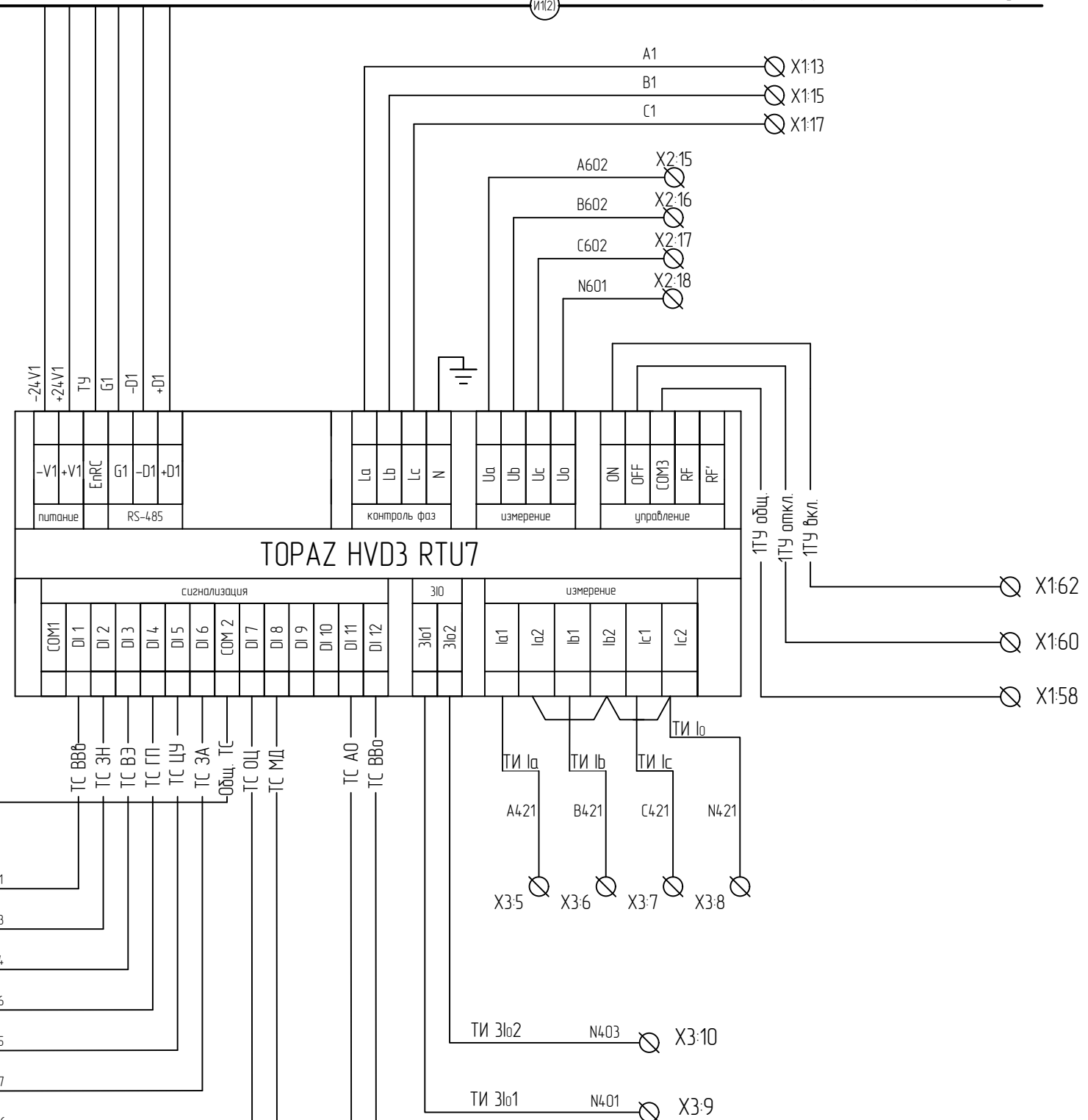
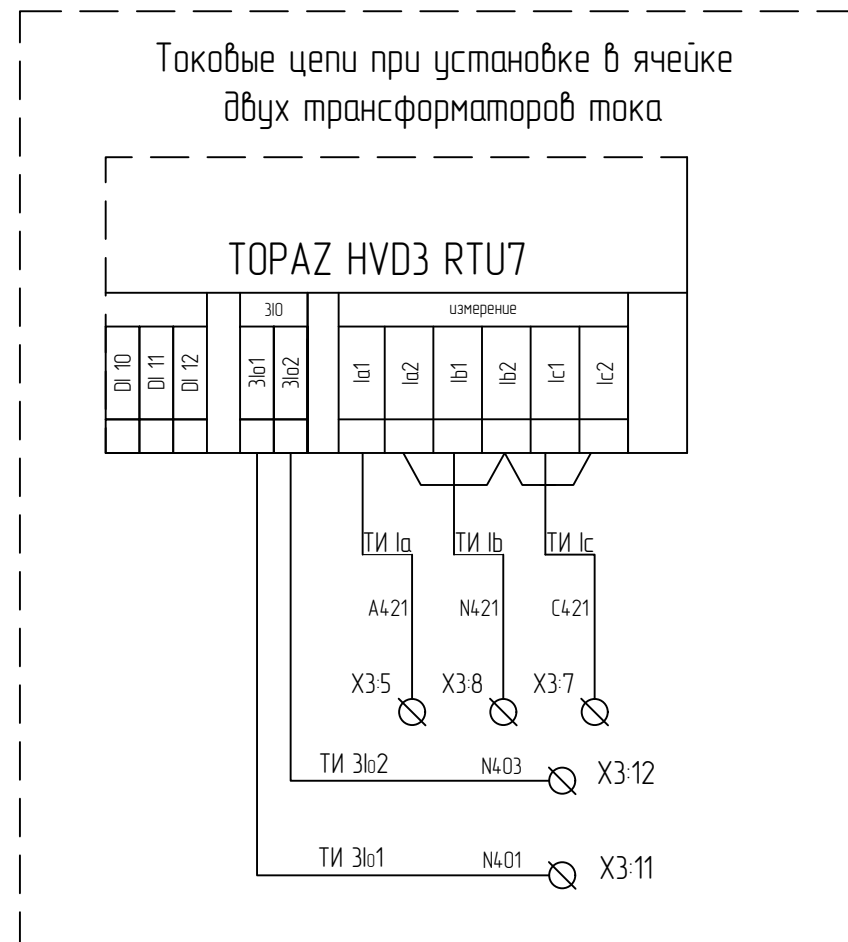
Примечание:
Монтаж цепей телеизмерений выполнить проводом ПуГВ 1х2,5.
Монтаж цепей телесигнализации и телеуправлений выполнить проводом ПуГВ 1х1,5.

						308780/ПС-22-ТМ-РП1 С4.1			
						Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до сооруж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР-2 Москва, пр-кт Вернадского, ул./Лобачевского, з/у28/36, блд 62			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Кривошеин			08.25		РД	1	6
Разраб.		Коновалов			08.25				
ГИП.		Третьяков			08.25	Схема подключения цепей контроля, управления и измерения	АО "Профэнергo"		

Схема подключения устройства телемеханики в ячейках отходящих линий

КИПЭВ 4x2x0,6

интерфейсный шлейф связи модулей



Контроль наличия напряжения на конечниках кабельных линий

Телеизмерение напряжений
(для вычисления энергии и
мощности)

ТУ Включение

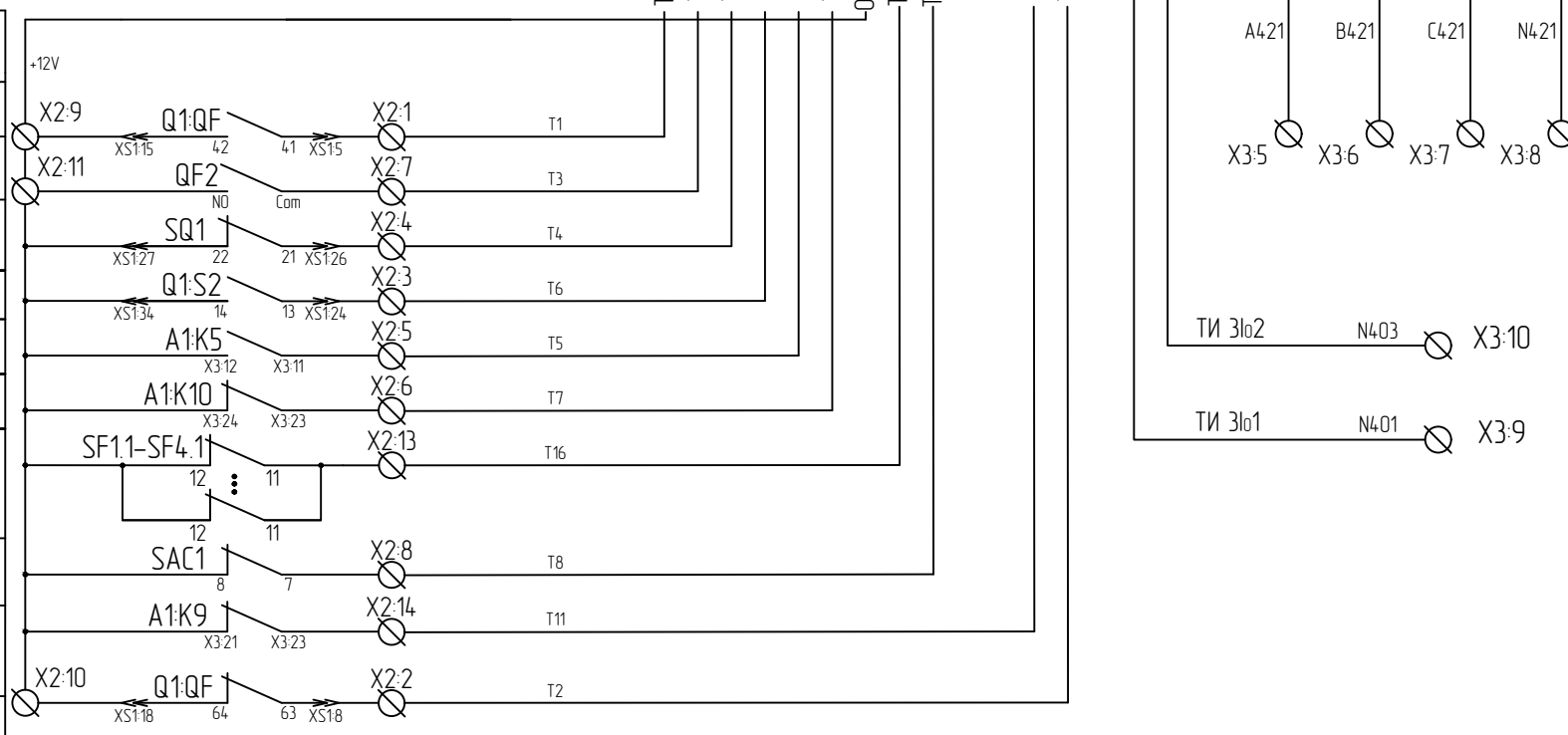
ТУ Отключение

~220 V Питание цепей
телеуправления

Телеизмерение токов
нагрузки

Телеизмерение токов
нулевой
последовательности
(для определения ОЗН)

Общий провод
Выключатель включен
Заземляющий разъединитель включен
Выкатной элемент в рабочем положении
Привод готов
Неисправность цепей управления
Неисправность терминала БЗМП
Автоматы оперативных цепей отключены
Ключ управления в режиме "Местное"
Аварийное отключение выключателя
Выключатель отключен



Примечание:

Монтаж цепей телеизмерений выполнить проводом ПуГВ 1х2,5.

Монтаж цепей телесигнализации и телеуправлений выполнить проводом ПчГВ 1х15.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

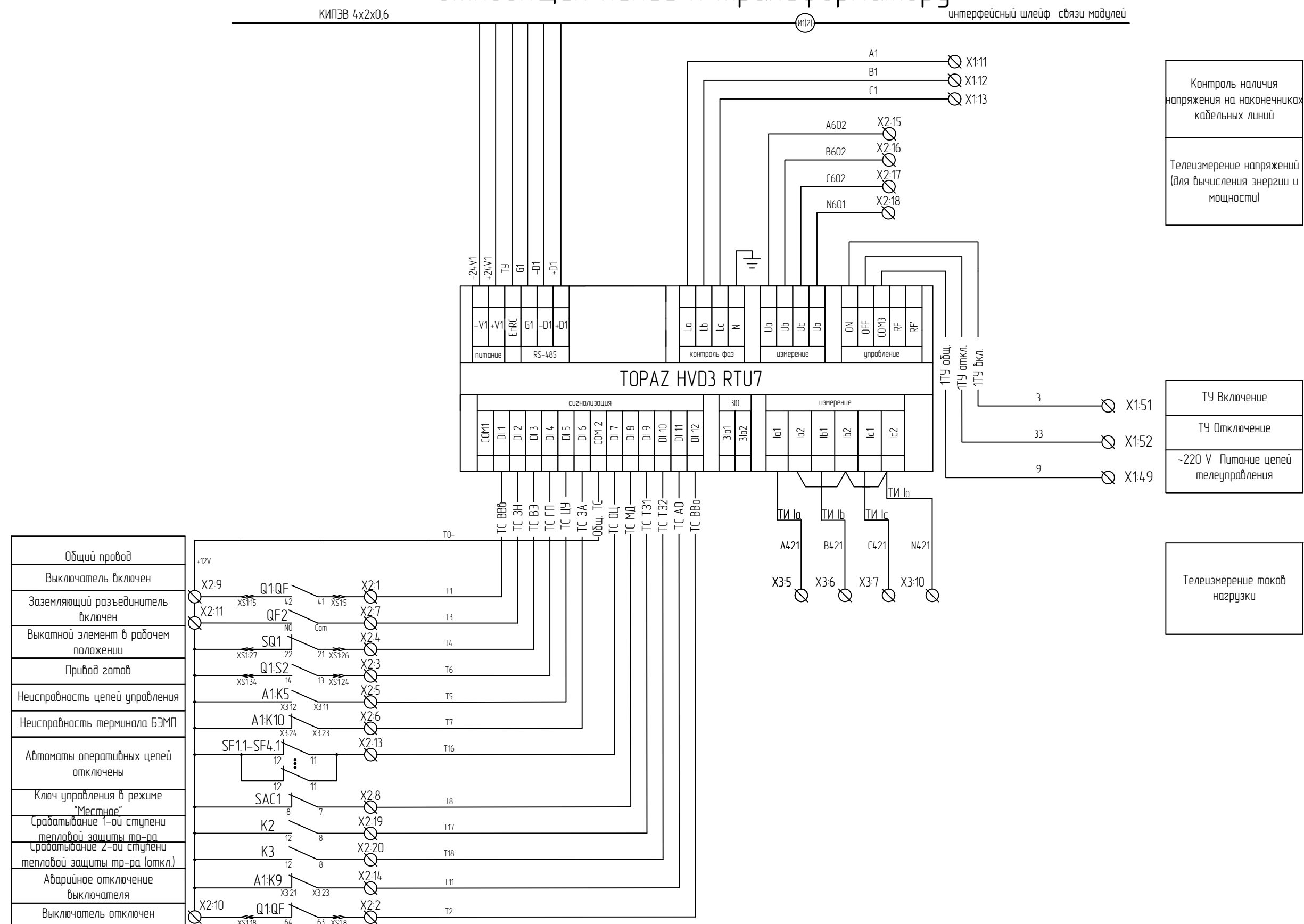
308780/ПС-22-ТМ-РП1 С4.1

лугм

2

Формат А3

включения устройства телемеханики в ячейках
отходящих линий к трансформатору



Примечание:

Монтаж цепей телеизмерений выполнить кабелем ПуГВ 1х2,5.
Монтаж цепей телесигнализации и телеуправлений выполнить кабелем ПуГВ 1х1,5.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

308780/ПС-22-ТМ-РП1 С4.1

Lucm

3

Формат А3

Согласовано

ВЗДМ. УНВ. №

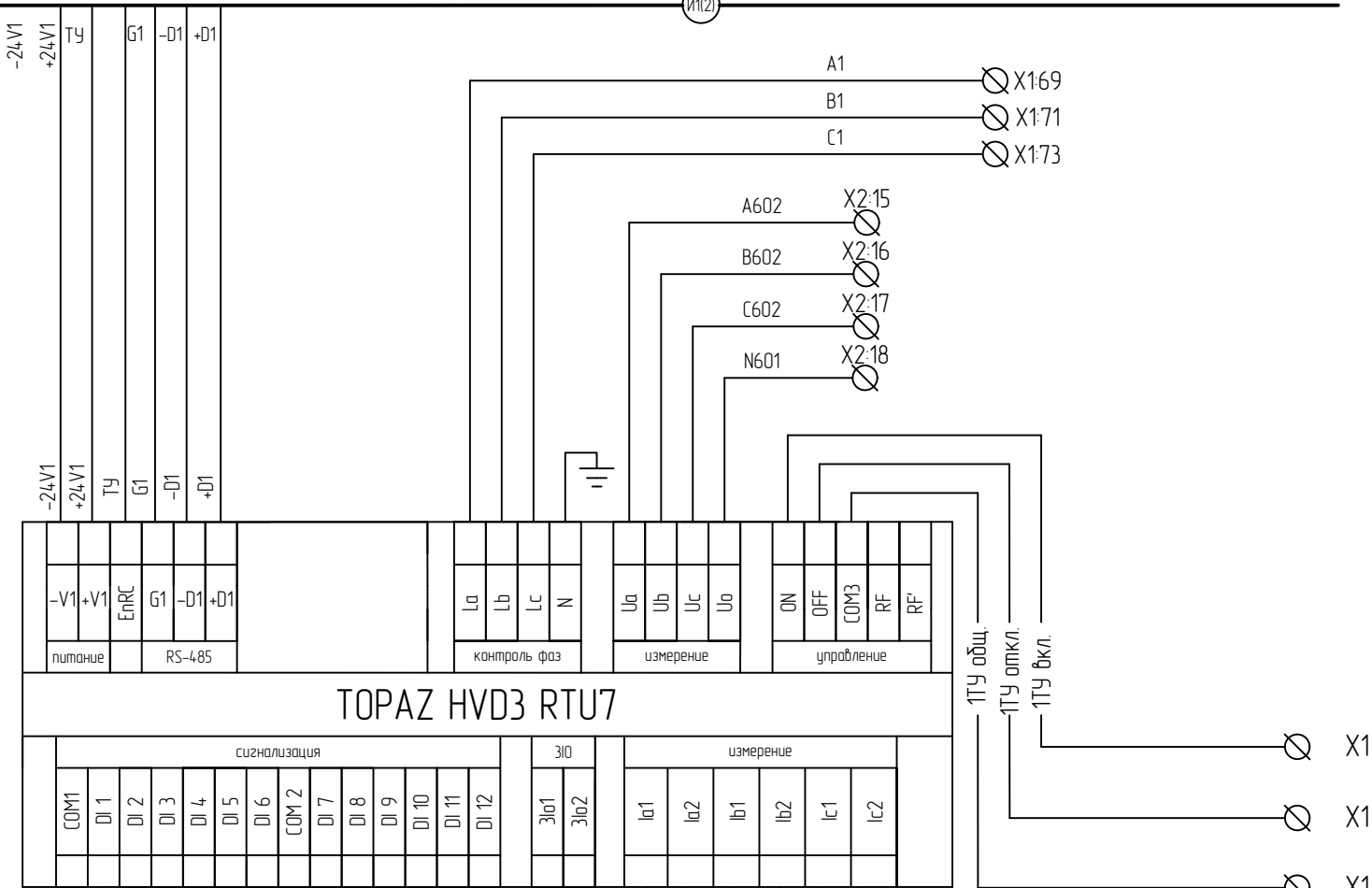
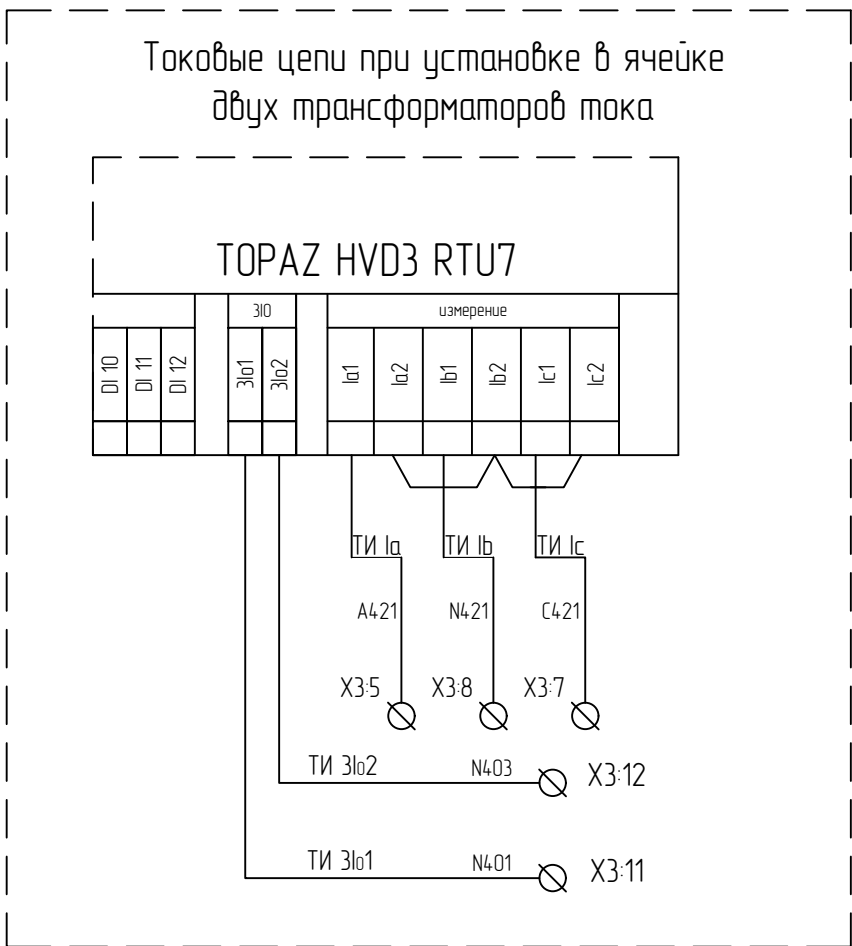
Годн. у дана

Инв. № подл.

Схема подключения устройства телемеханики в ячейках ввода

КИПЭВ 4х2х0,6

интерфейсный шлейф связи модулей



Контроль наличия напряжения на концевиках кабельных линий

Телеизмерение напряжений (для вычисления энергии и мощности)

ТУ Включение

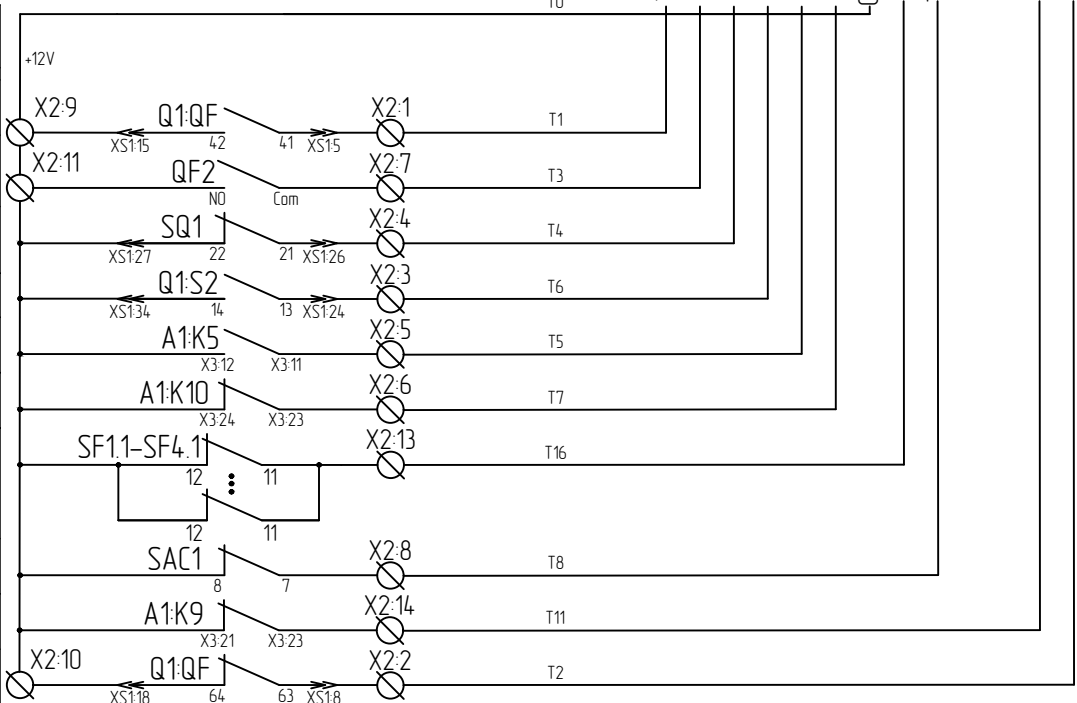
ТУ Отключение

~220 V Питание цепей телеуправления

Телеизмерение токов нагрузки

Телеизмерение токов нулевой последовательности (для определения ОЗН)

Общий провод
Выключатель включен
Заземляющий разъединитель включен
Выкатной элемент в рабочем положении
Привод готов
Неисправность цепей управления
Неисправность терминала БЭМП
Автоматы оперативных цепей отключены
Ключ управления в режиме "Местное"
Аварийное отключение выключателя
Выключатель отключен



Примечание:

Монтаж цепей телеизмерений выполнить проводом ПуГВ 1х2,5.
Монтаж цепей телесигнализации и телеуправлений выполнить проводом ПуГВ 1х1,5.

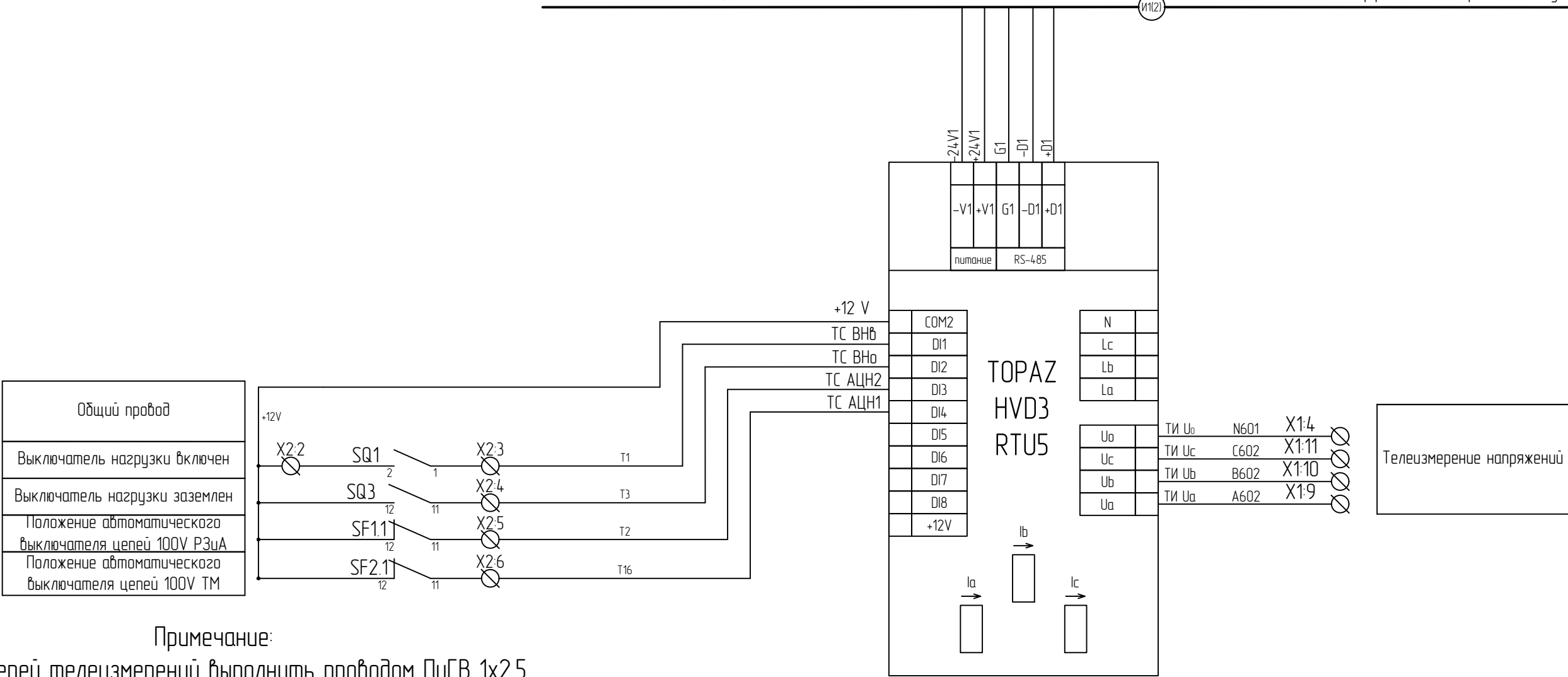
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

308780/ПС-22-ТМ-РП1 С4.1

Схема подключения устройства телемеханики в ячейках ТН

КИПЭВ 4х2х0,6

интерфейсный шлейф связи модулей



Примечание:

Монтаж цепей телеизмерений выполнить проводом ПуГВ 1х2,5.

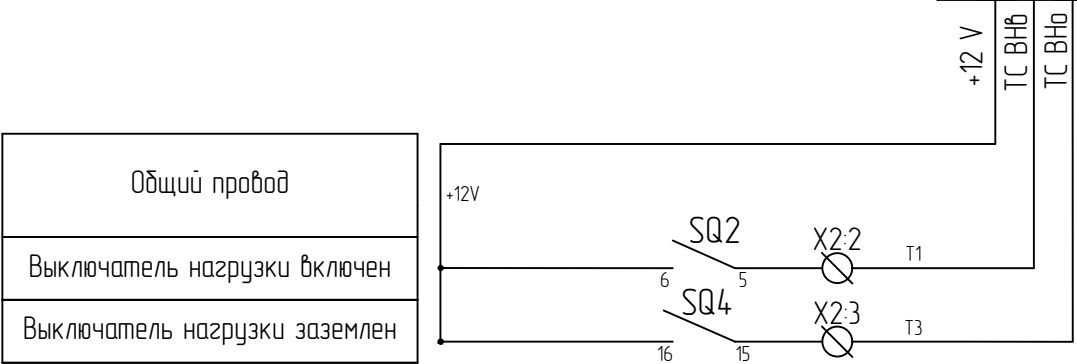
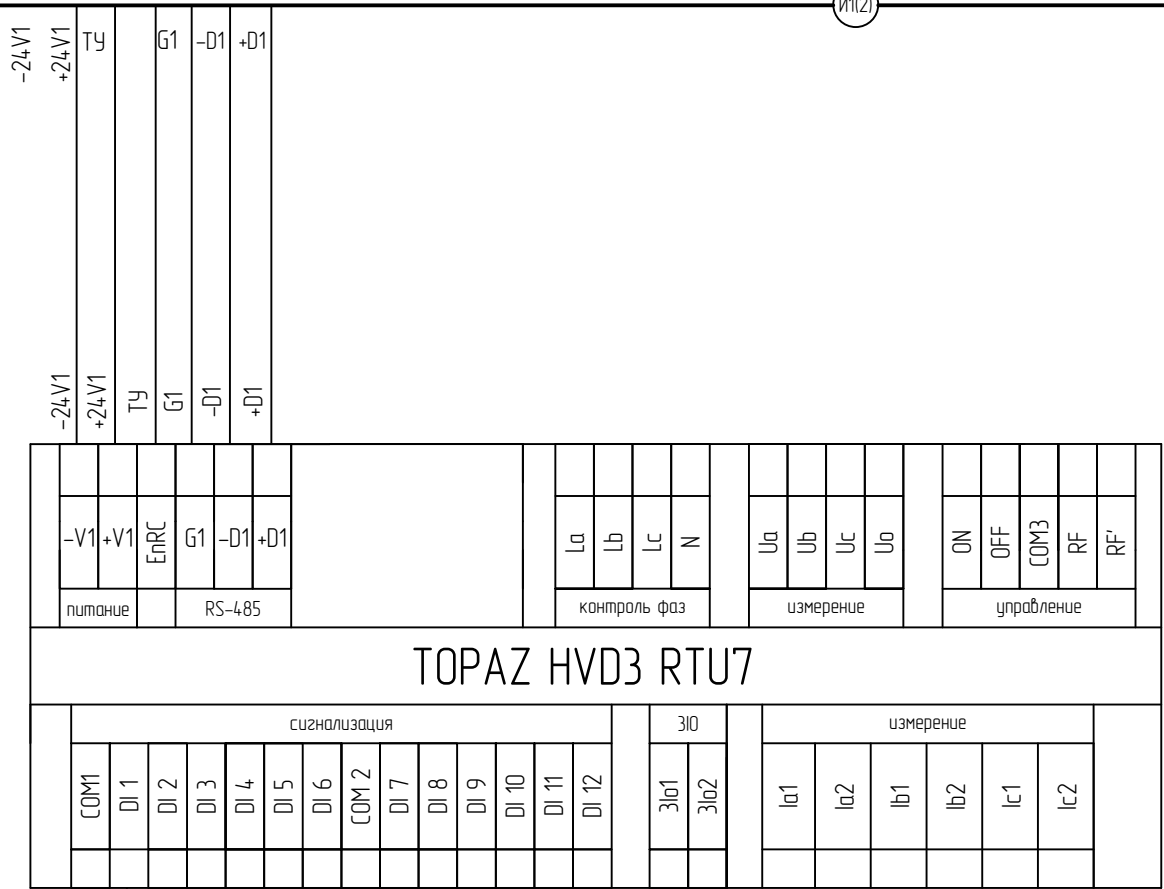
Монтаж цепей телесигнализации и телеуправлений выполнить проводом ПуГВ 1х1,5.

Согласовано				
Взам. инв. №				
Подп. и дата				
Инв. № подл.				

Схема подключения устройства телемеханики в ячейках секционного выключателя нагрузки

КИПЭВ 4х2х0,6

интерфейсный шлейф связи модулей



Примечание:

Монтаж цепей телеизмерений выполнить проводом ПуГВ 1х2,5.

Монтаж цепей телесигнализации и телеуправлений выполнить проводом ПуГВ 1х1,5.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Условные обозначения:
П- цепи питания
И- интерфейсные цепи
ТУ- цепи телеуправления
ТС- цепи телесигнализации

Обозн	Марка	Трасса		Длина, м
		Начало	Конец	
И1	КИПЭВнз-LS 4x2x0.6	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	Устройства телемеханики в ячейках КСО-298 MSi Секции 1 РУ-10кВ	39
И1.2	КИПЭВнз-LS 4x2x0.6	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	Устройства телемеханики в ячейках КСО-298 MSi Секции 2 РУ-10кВ	37
И2	КИПЭВнз-LS 4x2x0.6	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	Приборы учёта в ячейках КСО-298 MSi Секции 1 РУ-10кВ	37
И2.2	КИПЭВнз-LS 4x2x0.6	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	Приборы учёта в ячейках КСО-298 MSi Секции 2 РУ-10кВ	35
ТС01	КВВГнз(А)-LS 7x1,5	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	ЩАП-14 Секции 1 РУ-10кВ	20
ТС02	ВВГнз(А)-LS 3x1,5	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	ШПСН Секции 1 РУ-10кВ	20
ТС03	ВВГнз(А)-LS 3x1,5	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	Двери РП 1 секции	37
ТС04	ВВГнз(А)-LS 3x1,5	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	ШПСН Секции 2 РУ-10кВ	15
ТС05	ВВГнз(А)-LS 3x1,5	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	Двери РП 2 секции	22
ТС06	КВВГнз(А)-LS 7x1,5	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	ЩАП-14 Секции 2 РУ-10кВ	17
П1	ВВГнз(А)-LS 3x1,5	Комплект ИВКЭ «ТОРАЗ КП РП ИВКЭ 1124»	ШПСН Секции 1	20

Потребность кабелей и проводов						
Число и сечение жил, напряжение	Марка				Примечание	
	ВВГ нз(А)-LS	КИПЭВ нз(А)-LS	КВВГ нз(А)-LS	МГ-25		
3х1,5 0,66	114				ТС02-ТС05, П1	
4х2х0.6 0,66		148			И1-И2.2	
7х1,5 0,66			37		ТС01, ТС06	
1х25 0,66				1	Заземление	
Материалы для телемеханики						
Наименование и техническая характеристика			Завод изготовитель	Поставщик	Ед. измер	Количество
Короб монтажный 60х80			АО "ОКС"		м	2
Труба гофрированная ПВХ 16мм ² с протяжкой			АО "ОКС"		м	20

						308780/ПС-22-ТМ-РП1С7			
						Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до соорж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР-2 Москва, пр-кт Вернадского, ул./Лобачевского, з/у28/36, блд 62			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Кривошеин			08.25		РД	1	1
Разраб.		Коновалов			08.25	Схема трасс прокладки кабельных линий телемеханики и АИИСКУЭ	АО "Профэнергo"		
ГИП.		Третьяков			08.25				

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель Поставщик	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	I. Оборудование телемеханики							
1	Комплект ТМ/УСПД «ТОРАZ КП РП ИВКЭ 1124» с ПО «АРМ-Д-КП-ТОРАZ»	308780/ПС-22-ТМ-РП1 В0		ООО «ПуЭлСи Технолдж»	шт.	1		
2	Извещатель магнитоконтактный	ИО-102-20		ООО НПКФ «Комплектстройсервис»	шт.	6		
	II. Материалы для телемеханики							
3	Кабель интерфейсный	КИПЭВн2-LS 4x2x0,6		ООО НПП «Спецкабель»	м	148		
4	Кабель силовой	ВВГн2-LS 3x1,5		ООО «Дмитров-Кабель»	м	114		
5	Кабель контрольный	КВВГн2-LS 7x1,5		АО «ЛЮДИНОВОКАБЕЛЬ»	м	37		
6	Провод заземляющий	МГ 1x25		АО «ЭКЗ»	м	1		
7	Комплект монтажный для шкафа ТМ			ООО «ПуЭлСи Технолдж»	шт.	1		
8	Короб монтажный 60x80			АО «ДКС»	м	2		
9	Труба гофрированная ПВХ 16 мм с протяжкой			АО «ДКС»	м	20		
	III. Оборудование установленное в КРУ (на заводе-изготовителе силового оборудования)							
10	Устройство телемеханики	ТОРАZ HVD3-RTU7		ООО «ПуЭлСи Технолдж»	шт.	12		Поставляется в составе КРУ
11	Устройство телемеханики	ТОРАZ HVD3-RTU5		ООО «ПуЭлСи Технолдж»	шт.	2		
12	Кронштейн	ТОРАZ HVD3		ООО «ПуЭлСи Технолдж»	шт.	14		
	IV. Оборудование организации учёта электроэнергии, поставляемое по проекту силового оборудования в составе оборудования БКТП							
13	Счетчик электрической энергии	МИРТЕК-32-РЧ-W32			шт.	8		Поставляется в составе КРУ
14	Трансформатор тока			ОАО «Свердловский трансформаторный завод»	шт.	24		
	V. Обеспечение информационной безопасности							
15	Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, АСУ ТП диспетчеризации и телекоммуникаций ТОРАZ “ПТК информационной безопасности ТОРАZ Gateway”			ООО «ПуЭлСи Технолдж»	шт.	2		

Примечание:
Материалы для монтажа измерительных цепей приборов учета электроэнергии предусмотрены в проекте силового оборудования.

						308780/ПС-22-ТМ-РП1 В4					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика с включением в АИИС КУЭ в БРП 10кВ			Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Кривошеин			08.25				РД	1	1
Разраб.		Коновалов			08.25	Спецификация оборудования и материалов			АО «ПРОФЭНЕРГО»		
ГИП.		Третьяков			08.25						

Приложения



1 240626 433427

Приложение № 1
к договору ТП № ИА-21-302-8689(636071)
от 26 мая 2022 г.

20 Район

№ И-24-00-524953/125

«31» 03. 2025 20 __ г.

**Технические условия
на технологическое присоединение к электрическим сетям
ПАО «Россети Московский регион»
энергопринимающих устройств**

Московский фонд реновации жилой застройки

1. Наименование энергопринимающих устройств заявителя: энергопринимающие устройства, входящие в состав **2 этапа реализации 2.2 подэтапа строительства жилых домов на территории: ЗАО, район Проспект Вернадского кв.32-33, 34-35**, в соответствии с разработанной МКС-КСИО-18-162-ПВ32 ЭС.1 (Том 6.1), в том числе:

1 этап – К21 Жилой дом с приспособлением гаража/подземной автостоянкой под защитное сооружение гражданской обороны - «укрытие» (ЗСГО), с инженерными сетями и благоустройством территории (со сносом жилых зданий по адресам: ул. Лобачевского, д.28, д. 32, д. 34, д.36) по адресу: г. Москва, район Проспект Вернадского, улица Лобачевского, земельный участок 28/36 (Лобачевского ул., вл. 28-36) (Западный административный округ)

2 этап – К19 Жилой дом с приспособлением гаража/подземной автостоянкой под защитное сооружение гражданской обороны - «укрытие» (ЗСГО), с инженерными сетями и благоустройством территории по адресу: г. Москва, внутригородское муниципальное образование Проспект Вернадского, проспект Вернадского, земельный участок 75 (пр-кт Вернадского, влд. 75/3) (Западный административный округ).

3 этап – К11 Жилой дом с инженерными сетями и благоустройством территории по адресу: г. Москва, район Проспект Вернадского, ул. Лобачевского, влд. 62 (Западный административный округ).

2. Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя: **2 этапа реализации 2.2 подэтапа строительства жилых домов на территории: ЗАО, район Проспект Вернадского кв.32-33, 34-35**, в соответствии с разработанной МКС-КСИО-18-162-ПВ32 ЭС.1 (Том 6.1), в том числе:

1 этап – К21 Жилой дом с приспособлением гаража/подземной автостоянкой под защитное сооружение гражданской обороны - «укрытие» (ЗСГО), с инженерными сетями и благоустройством территории (со сносом жилых зданий по адресам: ул. Лобачевского, д.28, д. 32, д. 34, д.36) по адресу: г. Москва, район Проспект Вернадского, улица Лобачевского, земельный участок 28/36 (Лобачевского ул., вл. 28-36) (Западный административный округ)

2 этап – К19 Жилой дом с приспособлением гаража/подземной автостоянкой под защитное сооружение гражданской обороны - «укрытие» (ЗСГО), с инженерными сетями и благоустройством территории по адресу: г. Москва, внутригородское муниципальное образование Проспект Вернадского, проспект Вернадского, земельный участок 75 (пр-кт Вернадского, влд. 75/3) (Западный административный округ).

3 этап – К11 Жилой дом с инженерными сетями и благоустройством территории по адресу: г. Москва, район Проспект Вернадского, ул. Лобачевского, влд. 62 (Западный административный округ).

3. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя

составляет: 3 081,7 кВт.

3.1. 1 этап: 1 001,8 кВт;

3.2. 2 этап (1-я и 2-я очереди): 931,1 кВт;

3.3. 3 этап (1-я и 2-я очереди): 1 148,8 кВт;

4. Категория надежности: вторая.

5. Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение: 0,4 кВ.

6. Срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению: устанавливается в соответствии с дополнительным соглашением к Договору об осуществлении технологического присоединения.

7. Точки присоединения и распределение максимальной мощности по каждой точке присоединения (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

1 этап:

7.1. 1-2 точки кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 7 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №1 (Корпус 1-2, в том числе ВРУ ИТП-30,1 кВт) – 197,8 кВт;

7.2. 3-4 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 7 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №2 (Корпус 4-5) – 201,3 кВт;

7.3. 5-8 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 7 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №3 (Корпус 3,6) – 227,4 кВт;

7.4. 9-12 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 7 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №4 (нежилые помещения) – 274,1 кВт;

7.5. 13-14 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 7 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №5 (автостоянка) – 101,2 кВт;

2 этап:

7.6. 15-18 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 8 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №1 (жилая часть, в т.ч. ИТП-25,1 кВт и КП МПТЦ – 10 кВт) – 265,1 кВт;

7.7. 19-22 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 8 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №2 (жилая часть) – 179,9 кВт;

7.8. 23-24 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 8 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №3 (нежилая часть, корпус 1,2) – 113,2 кВт;

7.9. 25-26 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 8 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №4 (нежилая часть, корпус 3,4) – 145,9 кВт;

7.10. 27-30 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 8 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №5 (автостоянка) – 227,0 кВт.

3 этап:

7.11. 31-34 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 6 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №1 (жилая часть, в т.ч. ИТП-86,0 кВт) – 247,7 кВт;

7.12. 35-36 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 6 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №2 (жилая часть) – 146,2 кВт;

7.13. 37-38 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 6 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №3 (нежилые помещения, БКТ) – 112,5 кВт;

7.14. 39-40 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 6 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №4 (жилая часть) – 160,8 кВт;

7.15. 41-42 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 6 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №5 (жилая часть) – 155,4 кВт;

7.16. 43-44 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 6 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №6 (нежилая часть) – 112,6 кВт;

7.17. 45-48 точки – кабельные наконечники вновь сооружаемых КЛ-0,4 кВ, отходящие от яч. луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ № 6 нов. до вновь сооружаемого ВРУ-0,4 кВ №7 (автостоянка) – 213,6 кВт;

8. Основной источник питания: ПС №731 110/10 кВ Тропарево (ПС 110 кВ Тропарево), ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская), ПС №397 110/10 кВ Семеновская (ПС 110 кВ Семеновская).

9. Резервный источник питания: ПС №731 110/10 кВ Тропарево (ПС 110 кВ Тропарево), ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская), ПС №397 110/10 кВ Семеновская (ПС 110 кВ Семеновская).

10. ПАО «Россети Московский регион» выполнить:

10.1. Мероприятия, выполняемые ПАО «Россети Московский регион» за счет средств платы за технологическое присоединение и необходимые для осуществления технологического присоединения:

1 ЭТАП:

10.1.1. Строительство блочной комплектной двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, 1 шт. (ТП-10/0,4 кВ №7 нов.). Для присоединения Заявителя установить 2 трансформатора мощностью по 1250 кВА*. Размещение ТП выполнить в соответствии с проектом планировки территории № 1392-ПП от 26.08.2020г. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к ТП;

** выбор номинала трансформаторов в ТП-10/0,4 кВ №7 нов. обусловлен перспективными нагрузками последующих этапов в соответствии с КСИО МКС-КСИО-18-162-ПВ32-ЭС.1 (Том 6.1). Величина итоговой максимальной мощности на ТП-10/0,4 кВ №7 нов. с учетом нагрузки К.31 ФОК (350 кВт) составит 1351,8 кВт.*

10.1.2. Оборудовать ТП-10/0,4 кВ №7 нов. АИИС КУЭ, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, канала связи и передачи данных на вновь сооружаемом объекте;

10.1.3. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт. (по 2 шт. в траншее), от яч. РУ 10 кВ РТП 10/0,4 кВ №28129 до яч. РУ-10 кВ ТП 10/0,4 кВ №7 нов. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 240 кв. мм – 1 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,65 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,35 км;

10.1.4. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №7 нов. до ВРУ №1 Заявителя. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 240 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.5. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №7 нов. до ВРУ№2. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 240 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.6. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №7 нов. до ВРУ№3. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 150 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.7. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №7 нов. до ВРУ№4. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 150 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.8. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №7 нов. до ВРУ№5. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 120 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.9. Выполнить благоустройство по трассе КЛ.

2 ЭТАП (1-я очередь):

10.1.10. Строительство блочной комплектной двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, 1 шт. (ТП-10/0,4 кВ №8 нов.). Для присоединения Заявителя установить 2 трансформатора мощностью по 1250 кВА**. Размещение ТП выполнить в соответствии с проектом планировки территории № 1392-ПП от 26.08.2020г. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к ТП;

*** выбор номинала трансформаторов в ТП-10/0,4 кВ №8 нов. обусловлен перспективными нагрузками последующих этапов в соответствии с КСИО МКС-КСИО-18-162-ПВ32-ЭС.1 (Том 6.1). Величина итоговой максимальной мощности на ТП-10/0,4 кВ №8 нов. с учетом нагрузки К.32 (260 кВт) и нагрузки К.30 (240 кВт) составит 1431,1 кВт.*

10.1.11. Оборудовать ТП-10/0,4 кВ №8 нов. АИИС КУЭ, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, канала связи и передачи данных на вновь сооружаемом объекте;

10.1.12. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт. (по 2 шт. в траншее), от врезки в КЛ направлением ТП 10/0,4 кВ № 7 нов – РТП 10/0,4 кВ № 28129 до врезки в КЛ направлением ТП 10/0,4 кВ № 7 нов. – РТП 10/0,4 кВ № 28129 (сооружаются по I этапу) с заходом в яч. РУ-10 кВ ТП 10/0,4 кВ №8 нов. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 240кв. мм – 0,1 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,07 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.13. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №8 нов. до ВРУ №1. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.14. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №8 нов. до ВРУ №2. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.15. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №8 нов. до ВРУ №3. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.16. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №8 нов. до ВРУ №4. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.17. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №8 нов. до ВРУ №5. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 150 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,12 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,03 км;

10.1.18. Выполнить благоустройство по трассе КЛ.

2 ЭТАП (2-я очередь):

10.1.19. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт. (по 2 шт. в траншее), от яч. РУ 10 кВ вновь сооружаемого РП 10 кВ №2 нов. (по п.п. 10.2.3.) до яч. РУ-10 кВ ТП 10/0,4 кВ №7 нов. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 240 кв. мм – 0,3 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,2 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,1 км;

10.1.20. Выполнить благоустройство по трассе КЛ.

3 ЭТАП (1-я очередь):

10.1.21. Строительство блочной комплектной двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, 1 шт. (ТП-10/0,4 кВ №6 нов.). Для присоединения Заявителя установить 2 трансформатора мощностью по 1000 кВА. Размещение ТП выполнить на территории земельного участка Заявителя. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к ТП;

10.1.22. Оборудовать ТП-10/0,4 кВ №6 нов. АИИС КУЭ, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, канала связи и передачи данных на вновь сооружаемом объекте;

10.1.23. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт. (по 2 шт. в траншее), от яч. РУ 10 кВ РТП 10/0,4 кВ №28127 до яч. РУ-10 кВ ТП 10/0,4 кВ №6 нов. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 240 кв. мм – 1,3 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,9 км;

- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,4 км;

10.1.24. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №6 нов. до ВРУ №1. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 150 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,15 км;

10.1.25. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №6 нов. до ВРУ №2. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,15 км;

10.1.26. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №6 нов. до ВРУ №3. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 120 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,15 км;

10.1.27. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №6 нов. до ВРУ №4. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,15 км;

10.1.28. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №6 нов. до ВРУ №5. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 185 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,15 км;

10.1.29. Строительство КЛ-0,4 кВ, 2 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №6 нов. до ВРУ №6. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 120 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,15 км;

10.1.30. Строительство КЛ-0,4 кВ, 4 шт., от вновь сооружаемых сборок н/н луча А и Б РУ-0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ №6 нов. до ВРУ №7. Применить вариант прокладки двух кабелей в одной траншее. Протяженность каждой многожильной КЛ сечением 150 кв. мм с пластмассовой изоляцией – 0,15 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,15 км;

10.1.31. Выполнить благоустройство по трассе КЛ.

3 ЭТАП (2-я очередь):

10.1.32. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт. (по 2 шт. в траншее), от яч. РУ 10 кВ вновь сооружаемого РП 10 кВ №1 нов. (по п.п. 10.2.14.) до яч. РУ-10 кВ ТП 10/0,4 кВ №6 нов. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 240 кв. мм – 0,5 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,35 км;
- протяженность каждой КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых тремя трубами диаметром 160 мм – 0,15 км;

10.1.33. Выполнить благоустройство по трассе КЛ.

10.2. Мероприятия, выполняемые ПАО «Россети Московский регион» за счет средств инвестиционной составляющей тарифа на передачу электроэнергии и необходимые для осуществления технологического присоединения:

1 ЭТАП:

10.2.1. Отсутствуют.

2 ЭТАП (1-я очередь):

10.2.2. Отсутствуют.

2 ЭТАП (2-я очередь):

10.2.3. Строительство распределительного пункта 10 кВ номинальным током от 500 до 1000 А, 1 шт. (РП-10 кВ №2 нов.*). В РУ-10 кВ РП установить 14 ячеек. Размещение РП выполнить в соответствии с проектом планировки территории № 1392-ПП от 26.08.2020г. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к РП;**

10.2.4. Оборудовать РП-10кВ №2 нов. АИИС КУЭ, устройствами релейной защиты и автоматики, системой телемеханики с функцией телесигнализации, телеизмерения и телеуправления с возможностью передачи данных по основному и резервному каналу в расширенном диапазоне на вновь сооружаемом объекте;

10.2.5. Строительство КЛ-10 кВ*, 1 шт., от дополнительной яч. 1 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская) до яч. РУ- 10 кВ вновь сооружаемого РП-10 кВ №2 нов. Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм – 1,7 км, из них:**

- протяженность КЛ в траншее – 1,1 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 0,6 км;

10.2.6. Строительство КЛ-10 кВ*, 1 шт., от яч. № 505 5 сек. КРУ 10 кВ ПС №397 110/10 кВ Семеновская (ПС 110 кВ Семеновская) до яч. РУ- 10 кВ вновь сооружаемого РП-10 кВ №2 нов. Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм – 5,0 км, из них:**

- протяженность КЛ в траншее – 3,0 км;
- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 2,0 км;

10.2.7. На 1 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская) произвести замену ячеек, 2 шт., № 48, 50 на малогабаритные с высвобождением места под дополнительную ячейку. Тип ячеек и необходимость замены оборудования 10 кВ в КРУ 10 кВ ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская) определить проектом.

10.2.8. На 2 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская) произвести замену ячеек, 2 шт., № 2, 4 на малогабаритные с высвобождением места под дополнительную ячейку. Тип ячеек и необходимость замены оборудования 10 кВ в КРУ 10 кВ ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская) определить проектом.

10.2.9. Установить, оборудовать и наладить одну дополнительную ячейку для присоединения новой КЛ на 1 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская). Типовой объем работ в ячейках 6-20 кВ РУ 6- 20 кВ ПС МВС для включения в ТУ к договорам на ТП №1.2 от 30.08.2022 № МВС/ДФ/ВН-670;

10.2.10. Выполнить пуско-наладочные работы в ячейке № 505 5 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №397 110/10 кВ Семеновская (ПС 110 кВ Семеновская);

10.2.11. Выполнить мероприятия по компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1, 3, 5 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №397 110/10 кВ Семеновская (ПС 110 кВ Семеновская) дугогасящими реакторами до величины тока согласно п. 621 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 04.10.2022 № 1070, в соответствии с типовым объемом работ в ячейках 6-20 кВ ПС МВС №2.2 от 30.08.2022 № МВС/ДФ/ВН-670. Необходимость выполнения настройки ДГР (ДГК), выполнения проверки соответствия настройки ДГР (ДГК), замены/установки дополнительных ДГР (ДГК) подтвердить проектом;

10.2.12. Выполнить мероприятия по компенсации емкостных токов замыкания на землю на 1 и 2 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская) дугогасящими реакторами до величины тока согласно п. 621 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 04.10.2022 № 1070, в соответствии с типовым объемом работ в ячейках 6-20 кВ ПС МВС №2.2 от 30.08.2022 № МВС/ДФ/ВН-670. Необходимость выполнения настройки ДГР (ДГК), выполнения проверки соответствия настройки ДГР (ДГК), замены/установки дополнительных ДГР (ДГК) подтвердить проектом;

10.2.13. Выполнить реконструкцию с увеличением пропускной способности КВЛ 110 кВ Очаково - Вернадская I, II цепи. Пропускную способность КВЛ 110 кВ определить проектом; 3 этап (1-я очередь):

10.2.14. Отсутствуют.

3 этап (2-я очередь):

10.2.15. Строительство распределительного пункта 10 кВ номинальным током от 500 до 1000 А, 1 шт. (РП-10 кВ №1 нов.***). В РУ-10 кВ РП установить 14 ячеек. Размещение РП выполнить в соответствии с проектом планировки территории № 1392-ПП от 26.08.2020г. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к РП;

10.2.16. Оборудовать РП-10кВ №1 нов. АИИС КУЭ, устройствами релейной защиты и автоматики, системой телемеханики с функцией телесигнализации, телеизмерения и телеуправления с возможностью передачи данных по основному и резервному каналу в расширенном диапазоне на вновь сооружаемом объекте;

10.2.17. Строительство КЛ-10 кВ***, 1 шт., от дополнительной яч. 7 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №731 110/10 кВ Тропарево (ПС 110 кВ Тропарево) до яч. РУ- 10 кВ вновь сооружаемого РП-10 кВ №1 нов. Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм – 4,3 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 2,8 км;

- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 1,5 км;

10.2.18. Строительство КЛ-10 кВ***, 1 шт., от дополнительной ячейки 2 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская) до яч. РУ-10 кВ вновь сооружаемого РП-10 кВ №1 нов. Протяженность одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией сечением 500 кв. мм – 2,0 км, из них:

- протяженность КЛ в траншее – 1,2 км;

- протяженность КЛ в закрытых переходах методом ГНБ, выполняемых двумя трубами диаметром 225 мм – 0,8 км;

10.2.19. На 7 сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС 110 кВ №731 110/10 кВ Тропарево (ПС 110 кВ Тропарево) произвести замену ячеек, 2 шт., № 48, 50 на малогабаритные с высвобождением места под дополнительную ячейку. Тип ячеек и необходимость замены оборудования 10 кВ в КРУ 10 кВ ПС 110 кВ №731 110/10 кВ Тропарево (ПС 110 кВ Тропарево) определить проектом;

10.2.20. Установить, оборудовать и наладить одну дополнительную ячейку для присоединения новой КЛ на 7 сек. 10 кВ КРУ-10 кВ ПС 110 кВ №731 110/10 кВ Тропарево №

686 110/10 кВ (ПС 110 кВ Тропарево) для присоединения новой КЛ. Типовой объем работ в ячейках 6-20 кВ РУ 6-20 кВ ПС МВС для включения в ТУ к договорам на ТП №1.2 от 30.08.2022 № МВС/ДФ/ВН-670;

10.2.21. Установить, оборудовать и наладить одну дополнительную ячейку для присоединения новой КЛ на 2-й сек. 10 кВ КРУ 10 кВ ПС №713 110/10 кВ Вернадская (ПС 110 кВ Вернадская). Типовой объем работ в ячейках 6-20 кВ РУ 6-20 кВ ПС МВС для включения в ТУ к договорам на ТП №1.2 от 30.08.2022 № МВС/ДФ/ВН-670;

10.2.22. Выполнить мероприятия по компенсации емкостных токов замыкания на землю на 5 сек 10 кВ+7 сек 10 кВ КРУ 10 кВ ПС 110 кВ №731 110/10 кВ Тропарево № 686 110/10 кВ (ПС 110 кВ Тропарево) дугогасящими реакторами до величины тока согласно п. 621 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 04.10.2022 № 1070, в соответствии с типовым объемом работ в ячейках 6-20 кВ ПС МВС №2.2 от 30.08.2022 № МВС/ДФ/ВН-670. Необходимость выполнения настройки ДГР (ДГК), выполнения проверки соответствия настройки ДГР (ДГК), замены/ установки дополнительных ДГР (ДГК) подтвердить проектом;

10.2.23. Выполнить строительство заходов в кабельном исполнении ВЛ 110 кВ Лесная - Летово с отпайками и ВЛ 110 кВ Летово - Марьино с отпайкой на ПС Десна на ПС 220 кВ Хованская. Пропускную способность КВЛ 110 кВ определить проектом.

*** - строительство объектов осуществляется по титулу N_I-308780.

10.3. Предусмотреть техническую возможность участия нагрузки Заявителя в реализации управляющих воздействий ПА (АЧР).

10.4. До ввода объектов в работу, ПАО «Россети Московский регион» необходимо провести проверку выполнения технических условий (этапов технических условий), результатом которой является Акт о выполнении технических условий (этапов технических условий), подписываемый ПАО «Россети Московский регион» и Заявителем.

11. Заявителю выполнить:

11.1. Мероприятия, выполняемые Заявителем и необходимые для осуществления технологического присоединения:

1 этап:

11.1.1. Выделить территорию свободную от инженерных коммуникаций для размещения сетевых объектов ПАО «Россети Московский регион»;

11.1.2. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ 0,4 кВ энергопринимающих устройств Заявителя. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ с учетом требуемой категории надежности Заявителя определить проектом. Для обеспечения селективной работы устройств релейной защиты на границе балансовой и эксплуатационной ответственности со стороны Заявителя, предусмотреть номинальный ток ВРУ-0,4 кВ до 600 А;

11.1.3. Запроектировать и построить электрическую сеть 0,4 кВ Заявителя с учетом требуемой категории надежности. Параметры и конструктивные особенности электрической сети 0,4 кВ Заявителя определить проектом;

11.1.4. Запрещается замыкание в транзит элементов электрической сети Заявителя, работающих раздельно от разных источников электроснабжения при нормальном режиме эксплуатации.

2 этап (1-я очередь):

11.1.6. Выделить территорию свободную от инженерных коммуникаций для размещения сетевых объектов ПАО «Россети Московский регион»;

11.1.7. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ 0,4 кВ энергопринимающих устройств Заявителя. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ с учетом требуемой категории надежности Заявителя определить проектом. Для обеспечения селективной работы устройств релейной защиты на границе балансовой и эксплуатационной ответственности со стороны Заявителя, предусмотреть номинальный ток ВРУ-0,4 кВ до 600 А;

11.1.8. Запроектировать и построить электрическую сеть 0,4 кВ Заявителя с учетом требуемой категории надежности. Параметры и конструктивные особенности электрической сети 0,4 кВ Заявителя определить проектом;

11.1.9. Запрещается замыкание в транзит элементов электрической сети Заявителя, работающих отдельно от разных источников электроснабжения при нормальном режиме эксплуатации;

2 этап (2-я очередь):

11.1.5. Выделить территорию свободную от инженерных коммуникаций для размещения сетевых объектов ПАО «Россети Московский регион»;

3 этап (1-я очередь):

11.1.10. Выделить территорию свободную от инженерных коммуникаций для размещения сетевых объектов ПАО «Россети Московский регион»;

11.1.11. Запроектировать и построить необходимое количество ВРУ 0,4 кВ энергопринимающих устройств Заявителя. Параметры и конструктивное исполнение ВРУ-0,4 кВ с учетом требуемой категории надежности Заявителя определить проектом. Для обеспечения селективной работы устройств релейной защиты на границе балансовой и эксплуатационной ответственности со стороны Заявителя, предусмотреть номинальный ток ВРУ-0,4 кВ до 600 А;

11.1.12. Запроектировать и построить электрическую сеть 0,4 кВ Заявителя с учетом требуемой категории надежности. Параметры и конструктивные особенности электрической сети 0,4 кВ Заявителя определить проектом;

11.1.13. Запрещается замыкание в транзит элементов электрической сети Заявителя, работающих отдельно от разных источников электроснабжения при нормальном режиме эксплуатации;

3 этап (2-я очередь):

11.1.14. Выделить территорию свободную от инженерных коммуникаций для размещения сетевых объектов ПАО «Россети Московский регион».

11.2. Разработать проектную (рабочую) документацию внутреннего электроснабжения объекта на основе Градостроительного кодекса, ПУЭ и НТД (предусмотреть мероприятия по установке приборов учета электроэнергии, устройств релейной защиты и автоматики, телемеханики и коммутационных аппаратов), в случае, если в соответствии с законодательством РФ о градостроительной деятельности разработка проектной документации является обязательной.

11.3. Проектом определить необходимость установки устройств компенсации реактивной мощности, их вид, количество, номинальные данные и места подключения. Устройства компенсации реактивной мощности должны обеспечивать степень компенсации реактивной мощности в точках присоединения энергопринимающих устройств Заявителя напряжением 0,4 кВ не выше 0,35 ($\text{tg } \varphi$ меньше или равно 0,35).

11.4. В случае необходимости разработки проекта в соответствии с требованиями, указанными в пункте 11.2 настоящих технических условий, принимаемые на стадии проектирования технические решения, а так же сам проект внутреннего электроснабжения Заявителя, согласовать с филиалом ПАО "Россети Московский регион" Московские кабельные сети.

11.5. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие устройства, исключаяющие ухудшение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013, а также средства измерения и регистрации качества электроэнергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности с передачей указанной информации в ПАО "Россети Московский регион".

11.6. Для электроснабжения электроприемников, относящихся к первой категории надежности, внезапный перерыв снабжения электрической энергией которых может повлечь угрозу жизни и здоровью людей, экологической безопасности либо безопасности государства, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания или резервирование вышеуказанных электроприемников по внутренней сети Заявителя. При установке автономных резервных источников питания Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные

резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

12. Общие требования:

12.1. Присоединение энергопринимающих устройств осуществляется к сетям общего назначения, обеспечивающим качество электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

12.2. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО "Россети Московский регион", с корректировкой утвержденных технических условий.

12.3. Фактическое присоединение энергопринимающих устройств будет произведено после осмотра (обследования) присоединяемых энергопринимающих устройств должностным лицом федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор при участии ПАО "Россети Московский регион" и Заявителя и после выдачи уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим федеральный государственный энергетический надзор, разрешения на допуск в эксплуатацию объектов Заявителя.

12.4. Настоящий документ является неотъемлемой частью Договора № ИА-21-302-8689(636071) от 26 мая 2022 г. об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети и без заключения Договора является недействительным и не создает никаких прав и/или обязанностей.

12.5. Срок действия настоящих технических условий составляет 2 года со дня заключения дополнительного соглашения к договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям.

12.6. Ранее выданные ТУ № И-23-00-337881/125 аннулируются.

ПОДПИСАНО
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

091f2a3a

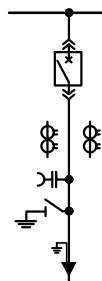
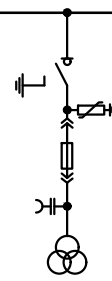
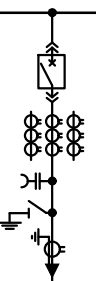
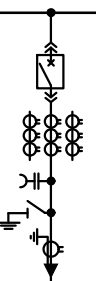
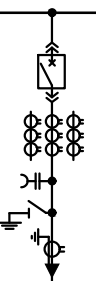
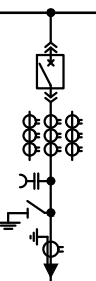
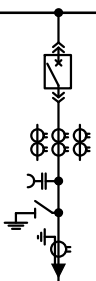
Начальник управления инженерного

обеспечения ТП ИА

А.М.Елистратов

С о г л а с о в а н о:

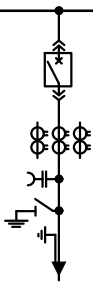
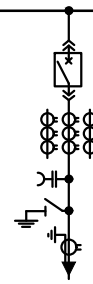
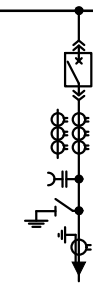
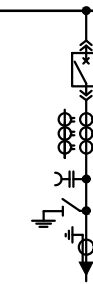
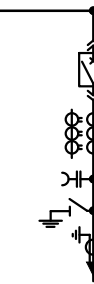
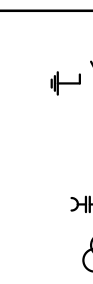
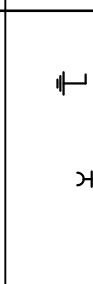
Взам.инв.Н
Подпись и дата
Инв. N подл.

Номинальное напряжение / ток сборных шин		10кВ/800А		1 секция						
Порядковый номер камеры по плану				1	2	3	4	5	6	7
Схема главных цепей										
				Тип камеры		КСО-298MSI				
Назначение камеры				СВ	ТН-1	Ввод-1 ПС № 713	Отх. линия ТП № 6"А"	Отх. линия Резерв	Отх. линия Резерв	Линия к ТЩ-1
Номер схемы силовых цепей										
Вак. выключатель VF12-S-10/800А	Номинальный ток (800, 1000), А			800	-	800	800	800	800	800
	Ток отключения, кА			20	-	20	20	20	20	20
Трехпозиционных элегазовый выключатель нагрузки (тип)				-	SL 12-BHN01.00	-	-	-	-	-
Трансформаторы тока (ТОЛ 10-1-2)	Количества, шт			2	-	3	3	3	3	3
	Ток первичной/вторичных обмоток, А			400/5	-	600/5	400/5	400/5	400/5	100/5
	Класс точности осн и доп. обмоток			0,5/10Р	-	0,5S/0,5/10Р	0,5S/0,5/10Р	0,5S/0,5/10Р	0,5S/0,5/10Р	0,5/10Р
Трансформаторы напряжения (НОЛ.08-6)	Заземляемый/незаземляемый			-	3хНОЛ.08-10	-	-	-	-	-
	Козф. трансформации			-	10000/100	-	-	-	-	-
ТТП (ТЗЛ-200)	Разрезной/цельный + внутр. D			-	-	ТЗЛ-200	ТЗЛ-200	ТЗЛ-200	ТЗЛ-200	-
Предохранители ПКН 001-6У3	Ном. ток, А			-	ПКН 001-10У3	-	-	-	-	-
ОПН-РТ/TEL-6/7,2				-	РТ/TEL 10/10,5	-	-	-	-	-
Учет электроэнергии	Активный, тип			-	-	Миртек МИРТЕК-32-РУ-W32	Миртек МИРТЕК-32-РУ-W32	Миртек МИРТЕК-32-РУ-W32	Миртек МИРТЕК-32-РУ-W32	-
	Комбинированный, тип			-	-	-	-	-	-	-
Заземляющий разъединитель ЗР-10 "МЭЛ"				+	-	+	+	+	+	+
Защита	Тип реле			БЭМП-РУ КВ	-	БЭМП-РУ КВ	БЭМП-РУ КВ	БЭМП-РУ КВ	БЭМП-РУ КВ	БЭМП-РУ КВ
	МТЗ			+		+	+	+	+	+
	Токовая отсечка			-	-	-	-	-	-	+
	Л.З.Ш.			+	-	+	+	+	+	+
	ЗС (земляная сигнализация) (да/нет)			нет	нет	да	да	да	да	нет
Наличие УСЗ-ЗМ				-	УСЗ-ЗМ	-	-	-	-	-
Телемеханика (да/нет)				да	да	да	да	да	да	да
Марка и сечение кабеля				АПВВнг-LS-10 3х(1х240/50)	-	АПВПу2-10 3х(1х500/70)	АПВВнг-LS-10 3х(1х240/50)	-	-	АПВПу2-10 3х(1х95/25)

							308780/ПС-22-ЭС-РП1			
							Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до соорж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР:г.Москва, пр-кт Вернадского, ул.Лобачевского, з/у28/36, влд. 62			
Изм.	К.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата	Блочный комплектный распределительный пункт 10кВ с ячейками КСО-298, с трансформаторами 2х63кВ.		Стадия	Лист	Листов
Нач.отд.	Кривошеин				06.25			РП	3	25
Разраб.	Коновалов				06.25	Опросный лист на КРУ-10кВ (секция 1).		АО "Профэнерго"		
ГИП	Третьяков				06.25					

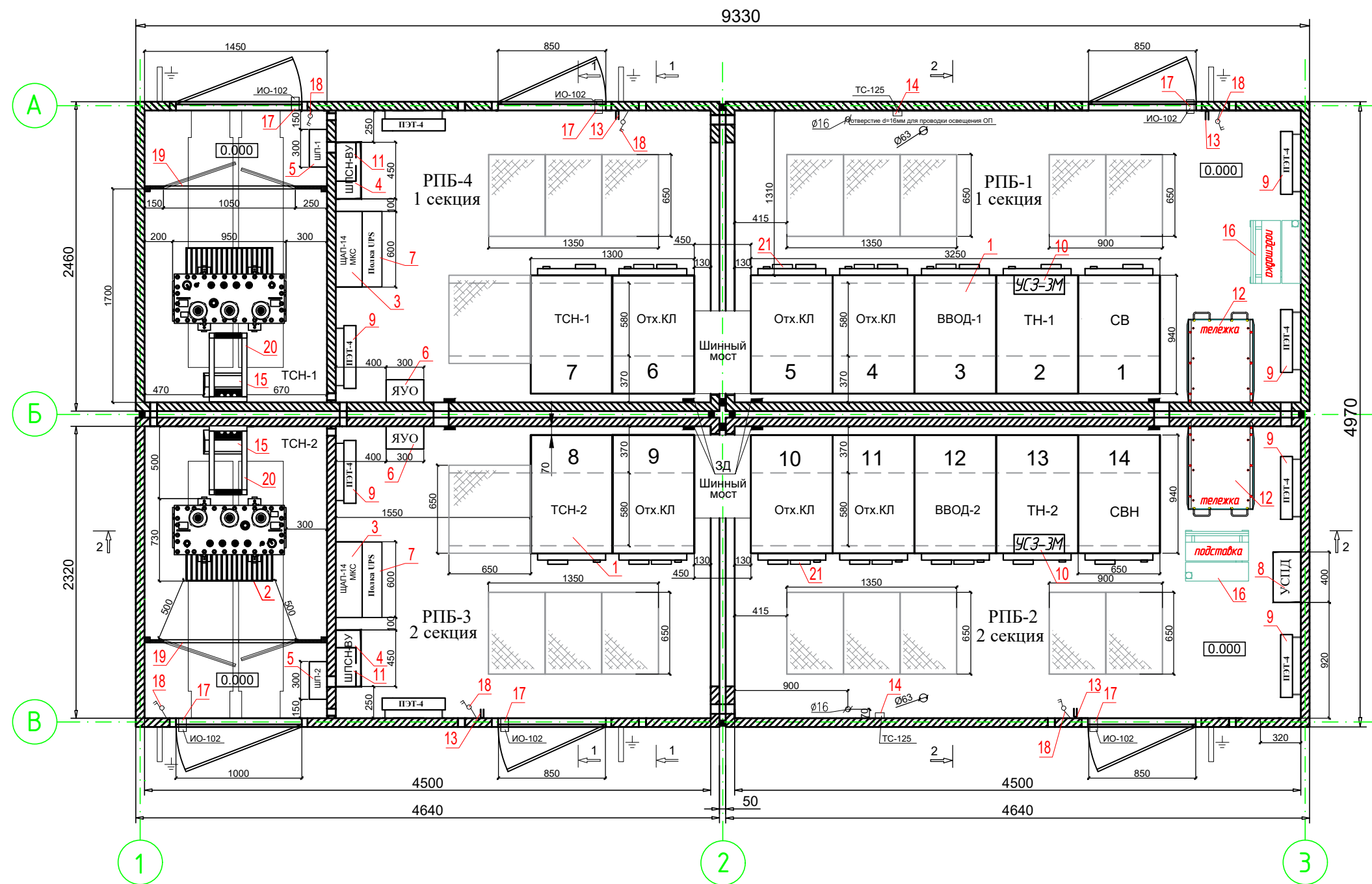
С о г л а с о в а н о:

Взам.инв.Н
Подпись и дата
Инв. N подл.

Номинальное напряжение / ток сборных шин		10кВ/800А		2 секция				
Порядковый номер камеры по плану		8	9	10	11	12	13	14
Схема главных цепей								
		КСО-298MSI						
Назначение камеры		Линия к ТСН-2	Отх. линия Резерв	Отх. линия Резерв	Отх. линия ТП № 6"Б"	Ввод-2 ПС № 731	ТН-2	СВН
Номер схемы силовых цепей								
Вак. выключатель VF12-S-10/800А	Номинальный ток (800, 1000), А	800	800	800	800	800	-	-
	Ток отключения, кА	20	20	20	20	20	-	-
Трехпозиционных элегазовый выключатель нагрузки (тип)		-	-	-	-	-	SL 12-BHN01.00	SL 12-BHN01.00
Трансформаторы тока (ТОЛ 10-1-2)	Количества, шт	3	3	3	3	3	-	-
	Ток первичной/вторичных обмоток, А	100/5	400/5	400/5	400/5	600/5	-	-
	Класс точности осн и доп. обмоток	0,5/10P	0,5S/0,5/10P	0,5S/0,5/10P	0,5S/0,5/10P	0,5S/0,5/10P	-	-
Трансформаторы напряжения (НОЛ.08-10)	Заземляемый/незаземляемый	-	-	-	-	-	3хНОЛ.08-10	-
	Козф. трансформации	-	-	-	-	-	10000/100	-
ТТНП (ТЗЛ-200)	Разрезной/цельный + внутр. D	-	ТЗЛ-200	ТЗЛ-200	ТЗЛ-200	ТЗЛ-200	-	-
Предохранители ПКН 001-10У3	Ном. ток, А	-	-	-	-	-	ПКН 001-10У3	-
ОПН, РТ/TEL 10/10,5		-	-	-	-	-	РТ/TEL 10/10,5	-
Учет электроэнергии	Активный, тип	-	Миртек МИРТЕК-32-РУ-W32	Миртек МИРТЕК-32-РУ-W32	Миртек МИРТЕК-32-РУ-W32	Миртек МИРТЕК-32-РУ-W32	-	-
	Комбинированный, тип	-	-	-	-	-	-	-
Заземляющий разъединитель ЗР-10 "МЭЛ"		+	+	+	+	+	-	-
Защита	Тип реле	БЭМП-РУ КВ	БЭМП-РУ КВ	БЭМП-РУ КВ	БЭМП-РУ КВ	БЭМП-РУ КВ	-	-
	МТЗ	+	+	+	+	+	-	-
	Токовая отсечка	+	-	-	-	-	-	-
	Л.З.Ш.	+	+	+	+	+	-	-
	ЗС (земляная сигнализация) (да/нет)	нет	да	да	да	да	нет	нет
Наличие УСЗ-ЗМ		-	-	-	-	-	УСЗ-ЗМ	-
Телемеханика (да/нет)		да	да	да	да	да	да	да
Марка и сечение кабеля		АПВВнг-LS-10 3х(1х95/25)	-	-	АПВВнг-LS-10 3х(1х240/50)	АПВПу2-10 3х(1х500/70)	-	АПВВнг-LS-10 3х(1х240/50)

Примечание:
АВР на секционном выключателе;
в яч. ТН установить киловольтметр 12,5кВ

						308780/ПС-22-ЭС-РП1			
						Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до сооруж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до сооруж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР:г.Москва, пр-кт Вернадского, ул.Лобачевского, з/у28/36, влд. 62			
Изм.	К.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата	Блочный комплектный распределительный пункт 10кВ с ячейками КСО-298, с трансформаторами 2х63кВ.	Стадия	Лист	Листов
Нач.отд.	Кривошеин				06.25		РП	4	25
Разраб.	Коновалов				06.25	Опросный лист на КРУ-10кВ (секция 2).	АО"Профэнерго"		
ГИП	Третьяков				06.25				



Согласовано:

Взам.инв.Н

Подпись и дата

Инв. N подл.

						308780/ПС-22-ЭС-РП1			
						Строительство РП-10кВ № 1, № 2 с установкой 14 ячеек,КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 731 Тропарево до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 1, КЛ-10кВ от доп. яч. 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 713 Вернадская до соорж. РП-10кВ № 2, КЛ-10кВ от яч. № 102 1 сек. РУ-10кВ ПС-110кВ № 397 Семеновская до соорж. РП-10кВ № 2, в т.ч. ПИР-г.Москва, пр-кт Вернадского, ул.Лобачевского, з/у28/36, влд. 62			
Изм.	К.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Нач.отд.	Кривошеин				06.25	Блочный комплектный распределительный пункт 10кВ с ячейками КСО-298, с трансформаторами 2х63кВ.	Стадия	Лист	Листов
							РП	6	25
Разраб.	Коновалов				06.25	Компоновка оборудования.	АО"Профэнерго"		
ГИП	Третьяков				06.25				

Перечень точек учета

№	Наименование присоединения	Тип СИ	Место установки СИ	Мощность втор. обмоток ТТ, ВА	Кэф-т безопасности FS	Межповерочный интервал, лет	Класс точности, погрешность	Предел (диапазон) измерений
1	Ввод-1 от ПС 110/10кВ "Вернадская" №713 сек.2 Секция 1	МИРТЕК-32-РЧ-W32	Яч. 3	-	-	16	0,5S	3x57,7/100В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	600/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	600/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	600/5
2	ТП №6 нов. А Секция 1	МИРТЕК-32-РЧ-W32	Яч. 4	-	-	16	0,5S	3x57,7/100В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5
3	Резерв Секция 1	МИРТЕК-32-РЧ-W32	Яч. 5	-	-	16	0,5S	3x57,7/100В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5
4	Резерв Секция 1	МИРТЕК-32-РЧ-W32	Яч. 6	-	-	16	0,5S	3x57,7/100В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5
5	Резерв Секция 2	МИРТЕК-32-РЧ-W32	Яч. 9	-	-	16	0,5S	3x57,7/100В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5
6	Резерв Секция 2	МИРТЕК-32-РЧ-W32	Яч. 10	-	-	16	0,5S	3x57,7/100В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5
7	ТП №6 нов. Б Секция 2	МИРТЕК-32-РЧ-W32	Яч. 11	-	-	16	0,5S	3x57,7/100В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	400/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	400/5
8	Ввод-2 от ПС 110/10кВ "Тропаева" №731 яч. №нов сек.7 Секция 2	МИРТЕК-32-РЧ-W32	Яч. 12	-	-	16	0,5S	3x57,7/100В 5(10)А
		ТТ-Б	L1	5	19	16	0,5S	600/5
		ТТ-Б	L2	5	19	16	0,5S	600/5
		ТТ-Б	L3	5	19	16	0,5S	600/5

г. Москва

«19» апреля 2017 г.

**АССОЦИАЦИЯ
САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ**



**ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, МЕТРОПОЛИТЕНОВ И
ДРУГИХ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА**

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

№ 05-П-02122009

Выдано члену саморегулируемой организации:

Общество с ограниченной ответственностью

(полное наименование юридического лица, (фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя))

«Инженерно-техническая компания Д-Системс»

ОГРН 5067746132889, ИНН 7728591834, 117393, г. Москва, Архитектора Власова ул., д. 39

(ОГРН (ОГРНИП), ИНН, адрес местонахождения (места жительства), дата рождения индивидуального предпринимателя)

Основание выдачи Свидетельства:

Решение Совет, протокол № 07 от «19» апреля 2017 г.

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

Начало действия с «19» апреля 2017 г.

Свидетельство без приложения не действительно.

Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

Свидетельство выдано взамен ранее выданного от 19 декабря 2016 г. № 05-П-02122009

Председатель Совета:



М.С. Слепак

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЛИСТ 1. ПРИЛОЖЕНИЕ

к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства от «19» апреля 2017 г.
№ 05-П-02122009

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность:
объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных объектов, объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член Ассоциации Саморегулируемая организация «Лига проектировщиков подземных сооружений, метрополитенов и других объектов строительства» Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс» имеет Свидетельство:

№	Наименование вида работ
1.	Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:
1.1.	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	Работы по подготовке архитектурных решений
3.	Работы по подготовке конструктивных решений
4.	Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.3.	Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения
4.4.	Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5.	Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2.	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	Работы по подготовке технологических решений:
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8.	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их

Председатель Совета:



М.С. Слепак

 ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЛИСТ 2. ПРИЛОЖЕНИЕ

к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства от «19» апреля 2017 г.
№ 05-П-02122009

№	Наименование вида работ
	комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.10.	Работы по подготовке технологических решений объектов атомной энергетики и промышленности и их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
6.13.	Работы по подготовке технологических решений объектов метрополитена и их комплексов
7.	Работы по разработке специальных разделов проектной документации:
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
8.	Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации
9.	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12.	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13.	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс» вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает 50 000 000 (пятьдесят миллионов) рублей.

Председатель Совета:



М.С. Слепак
ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЛИСТ 3. ПРИЛОЖЕНИЕ

к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
от «19» апреля 2017 г.
№ 05-П-02122009

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность:
особо опасных и технически сложных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член Ассоциации Саморегулируемая организация «Лига проектировщиков подземных сооружений, метрополитенов и других объектов строительства» Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс» имеет Свидетельство:

№	Наименование вида работ
1.	Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
4.	Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.3.	Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения
4.4.	Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5.	Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	Работы по подготовке технологических решений:
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8.	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.10.	Работы по подготовке технологических решений объектов атомной энергетики и промышленности и

Председатель Совета:



М.С. Слепак

ЛИГА ПРОЕКТИРОВЩИКОВ

ЛИСТ 4. ПРИЛОЖЕНИЕ

к Свидетельству о допуске к работам, по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства от «19» апреля 2017 г.
№ 05-П-02122009

№	Наименование вида работ
	их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
6.13.	Работы по подготовке технологических решений объектов метрополитена и их комплексов
7.	Работы по разработке специальных разделов проектной документации:
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
10.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12.	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13.	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-техническая компания Д-Системс» вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает 50 000 000 (пятьдесят миллионов) рублей.

Председатель Совета:



М.С. Слепак
 ПРОЕКТИРОВЩИКОВ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ



№ ЕАЭС KG417/039.RU.02.04985

Серия KG № 0217145

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Общество с ограниченной ответственностью «Промышленная Безопасность». Аттестат аккредитации № KG 417/КЦА.ОСП.039 от 10 июля 2023 года, выдан Кыргызским Центром Аккредитации при МЭИК КР. Место нахождения и место осуществления деятельности: Кыргызская Республика, город Бишкек, улица Токтогула дом 108, этаж 3, офис 3. Телефон: +996 312 979 800; адрес электронной почты: prombez@6pb.ru

ЗАЯВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
ОГРН 5087746385953 ИНН 7727667738

Место нахождения: Российская Федерация, 117449, город Москва, улица Винокурова, дом 3.

Адрес места осуществления деятельности: Российская Федерация, 117246, город Москва, Научный проезд, дом 17.

Телефон: +74951390405; Адрес электронной почты: sales@tpz.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
Место нахождения: Российская Федерация, 117449, город Москва, улица Винокурова, дом 3.

Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Российская Федерация, 117246, город Москва, Научный проезд, дом 17.

ПРОДУКЦИЯ Устройства телемеханики, типы TOPAZ ADS, TOPAZ ASR, TOPAZ AU, TOPAZ AVS, TOPAZ CI, TOPAZ CPC, TOPAZ DRP, TOPAZ DT, TOPAZ ELP, TOPAZ EVS, TOPAZ FBU, TOPAZ FOS, TOPAZ FW, TOPAZ GSM, TOPAZ HMI, TOPAZ HVD3, TOPAZ IEC DAS, TOPAZ ILV, TOPAZ iSAS, TOPAZ MC DIN, TOPAZ MC DOUT, TOPAZ MC RTU, TOPAZ MC SW, TOPAZ MRP, TOPAZ MU, TOPAZ NPort, TOPAZ OCTU, TOPAZ PSC, TOPAZ PSC DT, TOPAZ PSI, TOPAZ PW, TOPAZ RedBox, TOPAZ REP, TOPAZ RPS, TOPAZ RS485, TOPAZ RSP, TOPAZ SCU, TOPAZ SFP, TOPAZ SGS, TOPAZ SHDSL, TOPAZ SVAM, TOPAZ SW, TOPAZ T-DIO, TOPAZ TM AIN, TOPAZ TM AOUT, TOPAZ TM DIN, TOPAZ TM DOUT, TOPAZ TM MTU, TOPAZ TM PM7, TOPAZ USB Config KIT, TOPAZ VR, TOPAZ AK, TOPAZ BЧ, TOPAZ Метроном PTS, TOPAZ ПР, TOPAZ DMU, TOPAZ AMU, TOPAZ ADMU, TOPAZ RTDU, TOPAZ ETH, TOPAZ FUS, TOPAZ TM CIN, TOPAZ TM EM, TOPAZ EDAS, TOPAZ ESU.

Продукция изготовлена в соответствии с техническими условиями ТУ 4230-003-89466010-2012 «Устройства телемеханики «ТОРАЗ». Технические условия.». Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 9030400000

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования». Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

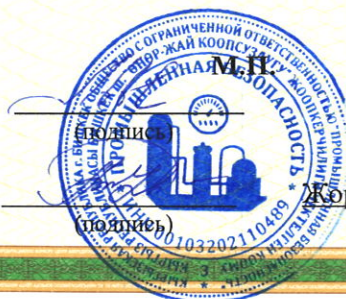
СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 25070055 от 16.07.2025 года, выданного Испытательным центром Общества с ограниченной ответственностью «Центр электротехнических испытаний» (аттестат аккредитации: № RA.RU.21HC66). Акта анализа производства № 10/06/25-16 от 19.06.2025 года, органа по сертификации Общества с ограниченной ответственностью «Промышленная Безопасность» (аттестат аккредитации регистрационный № KG 417/КЦА.ОСП.039) эксперт, подписавший Акт анализа состояния производства – Уланбек уулу Уранбек. Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента, указаны в приложении № 1 на 1 (одном) листе (бланк серии KG № 0181490). Условия хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды». Действие сертификата соответствия распространяется на серийно выпускаемую продукцию, изготовленную с даты изготовления отобранных образцов (проб) продукции, прошедших исследования (испытания) и измерения: с 06.2025 года.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 17.07.2025г. ПО 16.07.2030г. ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))



Мадраимов Аскар Тургунбекович
(Ф.И.О.)

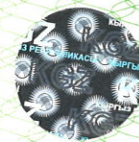
Жорокулова Альбина Мамбеталыевна
(Ф.И.О.)



ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС KG417/039.RU.02.04985



Серия KG № 0181490

Обозначение и наименование стандарта (стандартов), в результате применения, которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента (технических регламентов), а также сведения об иных стандартах и документах (в случае их применения)

Обозначение стандарта (стандартов)	Наименование стандарта (стандартов)
ГОСТ IEC 60950-1-2014	«Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования»
ГОСТ CISPR 32-2015 (раздел 5, приложение А)	«Электромагнитная совместимость оборудования мультимедиа. Требования к электромагнитной эмиссии»
ГОСТ CISPR 24-2013 (раздел 5)	«Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Устойчивость к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний»
ГОСТ IEC 61000-3-2-2017 (разделы 5 и 7)	«Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонического тока (оборудование с потребляемым током не более 16 А в одной фазе)»
ГОСТ IEC 61000-3-3-2015 (разделы 4 и 6)	«Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-3. Нормы. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в общественных низковольтных системах электроснабжения для оборудования с номинальным током не более 16 А (в одной фазе), подключаемого к сети электропитания без особых условий»

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))



Мадраимов Аскар Тургунбекович
(Ф.И.О.)

Корокулова Альбина Мамбеталыевна
(Ф.И.О.)

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции
импортозамещения и взаимодействия
с производителями оборудования
ПАО «Россети»

« 03 » марта 2025 г. К.А. Осинцев



АКТ ПЛАНОВОЙ ИНСПЕКЦИОННОЙ ПРОВЕРКИ ПРОИЗВОДСТВА № ПА-10/25

Срок действия с 03.03.2025 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 19.12.2029 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Программно-технический комплекс автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на базе оборудования TOPAZ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009), производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи»:

- серверы АСУ ТП и СКСУ (основной/резервный) TOPAZ IEC DAS
- АРМ оперативного персонала, инженера РЗА и инженера АСУ
- система единого времени TOPAZ Метроном PTS
- сетевые коммутаторы TOPAZ SW5XX
- маршрутизатор и RedBox TOPAZ MX FW
- модули телемеханики (УСО) TOPAZ TM MTU5-Pr
- модули телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr/ DIN32C-Pr
- модули телеуправления TOPAZ TM DOUT8 MR-Pr/ DOUT16 MR-Pr
- измерительные преобразователи TOPAZ TM PM7-Pr (модификации D/E/W)
- устройства телемеханики серии TOPAZ (ITDS) исполнения HVD3-RTU5, HVD3-RTU7, AIN8-Pr
- контроллеры присоединения TOPAZ IEC DAS с панелью оператора TOPAZ HMI-I02 (с подключением по порту Ethernet)
- датчики температуры TOPAZ DT RS485

Программное обеспечение:

TOPAZ LINUX 1.0

TOPAZ SCADA 6

ЗАЯВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

Запрещается передача, перепечатка и публикация материалов настоящего заключения
без разрешения ПАО «Россети»

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения в качестве автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) на электрических подстанциях 6-220 кВ ДО ПАО «Россети», на которых не требуется применение типовых шкафов.

Количество баллов по СТО 34/01-22-002-2023 – 100

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции
импортозамещения и взаимодействия
с производителями оборудования
ПАО «Россети»

« 03 » марта 2025 г.



К.А. Осинцев

АКТ

ПЛАНОВОЙ ИНСПЕКЦИОННОЙ ПРОВЕРКИ ПРОИЗВОДСТВА № ПА-11/25

Срок действия с 03.03.2025г.

Дата очередной плановой проверки производства - до 19.12.2029 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Программно-технический комплекс телемеханики, автоматики, диспетчеризации и телекоммуникаций TOPAZ (Технические условия ТУ 4252-001-89466010-2009):

- серверы ССПИ и СКСУ (основной/резервный) TOPAZ IEC DAS
- АРМ оперативного персонала, инженера РЗА и инженера АСУ
- система единого времени TOPAZ Метроном PTS
- сетевые коммутаторы TOPAZ SW5XX
- маршрутизатор и RedBox TOPAZ MX FW
- модули телемеханики (УСО) TOPAZ TM MTU5-Pr
- модули телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr/ DIN32C-Pr
- модули телеуправления TOPAZ TM DOUT8 MR-Pr/ DOUT16 MR-Pr
- измерительные преобразователи TOPAZ TM PM7-Pr (модификации D/E/W)
- устройства телемеханики серии TOPAZ (ITDS) (исполнения HVD3-RTU5, RTU7, AIN8-Pr)
- преобразователи аналоговых сигналов (MU)
- контроллеры присоединения TOPAZ IEC DAS с панелью оператора TOPAZ HMI-I02 (с подключением по порту Ethernet)
- датчики температуры TOPAZ DT RS485

Программное обеспечение:

TOPAZ LINUX 1.0

TOPAZ SCADA 6

ЗАЯВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»

Запрещается передача, перепечатка и публикация материалов настоящего заключения
без разрешения ПАО «Россети»

(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения на электрических подстанциях 6-750 кВ ПАО «Россети» в качестве системы сбора и передачи информации (ССПИ) с приведенными в таблице типовыми структурами измерительных каналов.

Устройства TOPAZ HVD3 RTU5 и RTU7 применимы для ПС 6-110 (150) кВ ДО ПАО «Россети», не относящихся к ЕНЭС.

Типовые структуры измерительных каналов ПТК ССПИ «ТОPAZ».

		Таблица
Измерение/преобразование/вычисление (суммирование) измеряемой величины (на выходе - результат измерений в единицах величины)		Сбор результатов измерений и их передача на верхний уровень
TOPAZ TM PM7 D-__-4U-4IMC-__-Pr TOPAZ TM PM7 W-__-UI-__-Pr Ethernet/RS-485/внутренняя информационная шина КП)	ГР № 72240-18	TOPAZ IEC DAS (МЭК 61850-8-1 MMS)
TOPAZ HVD3 RTU5, TOPAZ HVD3 RTU7 (RS-485)	ГР № 52282-12	
TOPAZ HVD3 RTU5, TOPAZ HVD3 RTU7 (RS-485)	ГР № 52282-12	TOPAZ TM PM7-E МЭК 61850-8-1 MMS
TOPAZ TM PM7 E-__-UI-__-Pr (МЭК 61850-8-1 MMS)	ГР № 72240-18	-
TOPAZ DT (RS485)	ГР № 71866-18	TOPAZ IEC DAS (МЭК 61850-8-1 MMS)
TOPAZ TM AIN8 (RS-485/ внутренняя информационная шина КП	ГР № 52282-12	

Для транспортировки и хранения устройств в составе ПТК при температуре ниже – 25°C необходимо неукоснительно соблюдать условия, указанные производителем оборудования.

Количество баллов по СТО 34/01-22-002-2023 - 85

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции
импортозамещения и взаимодействия
с производителями оборудования
ПАО «Россети»

К.А. Осинцев
« 03 » марта 2025 г.



АКТ ПЛАНОВОЙ ИНСПЕКЦИОННОЙ ПРОВЕРКИ ПРОИЗВОДСТВА № ПА-7/25

Срок действия с 03.03.2025 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 19.12.2029 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Роутер TOPAZ GSM

(ТУ 4230-003-89466010-2012).

Идентификационное наименование ПО: TOPAZ Linux.

Номер версии (идентификационный номер ПО): не ниже v.1.0.

ЗАЯВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения на объектах ДЗО ПАО «Россети» в качестве устройства, предназначенного для решения задач организации связи, автоматизации, телемеханики и диспетчеризации. Для транспортировки и хранения устройства при температуре ниже – 25°C необходимо неукоснительно соблюдать условия, указанные производителем оборудования. Для защиты от проникновения твердых предметов и воды необходимо размещение устройства в шкафах со степенью защиты, определяемой проектным решением.

Количество баллов по СТО 34/01-22-002-2023 - 85

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Дирекции
импортозамещения и взаимодействия
с производителями оборудования
ПАО «Россети»

К.А. Осинцев
« 03 » марта 2025 г.



АКТ ПЛАНОВОЙ ИНСПЕКЦИОННОЙ ПРОВЕРКИ ПРОИЗВОДСТВА № ПА-12/25

Срок действия с 03.03.2025 г.

Дата очередной плановой проверки производства до 19.12.2029 г.

ОБОРУДОВАНИЕ

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) TOPAZ IEC DAS
(ТУ 4200-011-89466010-2016).

Идентификационное наименование ПО: FW_DAS_EXRX.

Номер версии (идентификационный номер ПО): не ниже v.3.14.26.X.

Регистрационный номер СИ в ФИФ: 65921-16

ЗАЯВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи»
(117246, г. Москва, Научный пр-д, д. 17.)

СООТВЕТСТВУЕТ

Техническим требованиям ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

РЕКОМЕНДУЕТСЯ

для применения на объектах филиалов и ДО ПАО «Россети» в составе
информационно вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ) в качестве
устройства сбора и передачи данных (УСПД).

Количество баллов по СТО 34/01-22-002-2023 - 100

СЕРИЯ **КИ** 0269



НОМЕР 013509

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ И ЭКСПОРТНОМУ КОНТРОЛЮ

ЛИЦЕНЗИЯ

НА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПО РАЗРАБОТКЕ И
ПРОИЗВОДСТВУ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ
КОНФИДЕНЦИАЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Регистрационный номер 1329 от 23 октября 2014 г.

Лицензия предоставлена

Обществу с ограниченной ответственностью

«ПиЭлСи Технолоджи»

(ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)

ОГРН 5087746385953, ИНН 7727667738

Адрес места нахождения:

117449, г. Москва, ул. Винокурова, д. 3

Адрес места осуществления лицензируемой деятельности:

117246, г. Москва, Научный проезд, д. 17

Перечень работ, на которые распространяется настоящая лицензия:

разработка средств защиты конфиденциальной информации: программных (программно-технических) средств защиты информации; защищенных программных (программно-технических) средств обработки информации; программных (программно-технических) средств контроля защищенности информации;

производство средств защиты конфиденциальной информации: программных (программно-технических) средств защиты информации; защищенных программных (программно-технических) средств обработки информации; программных (программно-технических) средств контроля защищенности информации.

Лицензия предоставлена

на основании приказа ФСТЭК России от

23 октября 2014 г. № 480-л

Лицензия действует бессрочно

Заместитель директора



А.Куц



Центр по лицензированию, сертификации и защите
государственной тайны ФСБ России

(наименование лицензирующего органа)

ЛИЦЕНЗИЯ

ЛСЗ № 0015122 * Рег. № 16434 Н от « 30 » января 2018 г.

На осуществление (указывается лицензируемый вид деятельности) разработки, производства, распространения шифровальных (криптографических) средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием шифровальных (криптографических) средств, выполнения работ, оказания услуг в области шифрования информации, технического обслуживания шифровальных (криптографических) средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием шифровальных (криптографических) средств (за исключением случая, если техническое обслуживание шифровальных (криптографических) средств, информационных систем и телекоммуникационных систем, защищенных с использованием шифровальных (криптографических) средств, осуществляется для обеспечения собственных нужд юридического лица или индивидуального предпринимателя)

Виды работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности, в соответствии с частью 2 статьи 12 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности» (указываются в соответствии с перечнем работ (услуг), установленным положением о лицензировании соответствующего вида деятельности):

работы, предусмотренные пунктами 2, 3, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26 перечня выполняемых работ и оказываемых услуг, составляющих лицензируемую деятельность, в отношении шифровальных (криптографических) средств, являющегося приложением к Положению, утвержденному постановлением Правительства Российской Федерации от 16 апреля 2012 г. № 313.

Настоящая лицензия предоставлена (указываются полное и (в случае, если имеется) сокращенное наименование (в том числе фирменное наименование), организационно-правовая форма юридического лица, фамилия, имя и (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя, наименование и реквизиты документа, удостоверяющего его личность)

Обществу с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи» (ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)

Основной государственный регистрационный номер юридического лица (индивидуального предпринимателя) (ОГРН) 5087746385953

Идентификационный номер налогоплательщика 7727667738

Место нахождения и места осуществления лицензируемого вида деятельности (указываются адрес места нахождения (место жительства - для индивидуального предпринимателя) и адреса мест осуществления работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности)

Место нахождения:

117449, г. Москва, ул. Винокурова, д. 3

Места осуществления лицензируемого вида деятельности:

117246, г. Москва, Научный проезд, д. 17

Настоящая лицензия предоставлена на срок: **бессрочно**

Настоящая лицензия предоставлена на основании решения лицензирующего органа — приказа (распоряжения) от « 30 » января 2018 г. № 76

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа — приказа (распоряжения) от « » г. №

Настоящая лицензия имеет приложение (приложения), являющееся её неотъемлемой частью на листах.

Первый заместитель начальника
Центра



(подпись уполномоченного лица)

С.А.Финогеев
(Ф.И.О. уполномоченного лица)

IEC 61850 Certificate Level A¹

No. 10057347-INC 17-2443

Issued to:

PLC Technology
117449 Vinokurova st. 3
Moscow
Russian Federation

For the server product:

TOPAZ IEC DAS MX240 with modules TM BIN16 and PM7
Multifunctional measurement, communication,
automation and control unit
Firmware version: iec850s v.2.1.0.4 with core v.2.0.2.1
TOPAZ IEC DAS S/N: 2400001105
TOPAZ TM BIN16 S/N: 4750001939
TOPAZ TM PM7 S/N: 4720003057

The server product has not been shown to be non-conforming to:

IEC 61850 Edition 2 Parts 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4 and 8-1

Communication networks and systems for power utility automation

The conformance test has been performed according to IEC 61850-10 Edition 2, the UCA International Users Group Edition 2 Server Test Procedures version 1.0 with TPCL² 1.2.3 with product's protocol, model and technical issue implementation conformance statements: "Protocol Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated February 02, 2017", "Model Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated February 15, 2017" and "TISSUES Implementation Conformance Statement for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated March 03, 2017" and the extra information for testing: "Protocol Implementation eXtra Information for Testing (PIXIT) for the IEC 61850 interface in TOPAZ IEC DAS, dated July 18, 2017".

The following IEC 61850 conformance blocks have been tested with a positive result (number of relevant and executed test cases / total number of test cases):

1 Basic Exchange (20/26)	9a GOOSE Publish (10/13)
2 Data Sets (4/7)	9b GOOSE Subscribe (12/14)
5 Unbuffered Reporting (21/21)	12a Direct Control (5/18)
6 Buffered Reporting (30/30)	12d Enhanced SBO Control (15/28)
	13 Time Synchronization (3/7)
	14 File Transfer (5/8)

This certificate includes a summary of the test results as carried out at NTC in Russia with UniCA 61850 Client Simulator 4.31.02 with test suite Ed2 4.32.06 and UniCA 61850 Analyzer 5.31.02. This document has been issued for information purposes only, and the original paper copy of the DNV GL verification report No. 10057347-INC 17-2442 will prevail.

The test has been carried out on one single specimen of the product as referred above and submitted to DNV GL by PLC Technology. The manufacturer's production process has not been assessed. This certificate does not imply that DNV GL has approved any product other than the specimen tested.

Arnhem, July 20, 2017


P. Croci
Business Director
Intelligent Networks and Communication

Issued by:

DNV GL
DNV KEMA is now DNV GL


R. Schimmel
Verification Manager

¹ Level A - Independent test lab with certified ISO 9001 Quality System

² TPCL - Test procedures change list

Copyright © DNV GL Netherlands B.V. Arnhem, the Netherlands. All rights reserved. It is prohibited to update or change this certificate in any manner whatsoever, including but not limited to dividing it into parts.

Applicable Test Procedures from the UCA International Users Group Edition 2 Server Test Procedures version 1.0 with TPCL 1.2.3

Conformance Block	Mandatory	Conditional
1: Basic Exchange	sAss1, sAss2, sAss3, sAssN2, sAssN3, sAssN4, sAssN5, sSrv1, sSrv2, sSrv3, sSrv4, sSrv5, sSrvN1abcd, sSrvN4	sAssN6, sSrv6, sSrv8, sSrvN1e, sSrvN1f, sSrvN3
2: Data Sets	sDs1, sDs10a, sDsN1ae	sDs15
5: Unbuffered Reporting	sRp1, sRp2, sRp3, sRp4, sRp5, sRp9, sRp14, sRp15, sRpN1, sRpN2, sRpN3, sRpN4, sRpN8	sRp6, sRp7, sRp8, sRp10, sRp11, sRp12, sRp13, sRpN5
6: Buffered Reporting	sBr1, sBr2, sBr3, sBr4, sBr5, sBr9, sBr14, sBr15, sBr20, sBr21, sBr22, sBr25, sBr26, sBr27, sBr28, sBrN1, sBrN2, sBrN3, sBrN4, sBrN5, sBrN8	sBr6, sBr7, sBr8, sBr10, sBr11, sBr12, sBr13, sBr23, sBr24
9a: GOOSE publish	sGop2a, sGop3, sGop4, sGop9, sGop10, sGop11	sGop1, sGop6, sGop7, sGopN1
9b: GOOSE subscribe	sGos1, sGos2, sGos3, sGos5, sGos6a, sGos7, sGosN1, sGosN2, sGosN3, sGosN4, sGosN5, sGosN6	
12a: Direct control	sCtl5, sCtl10, sDOns1, sDOns2	sCtl16
12d: Enhanced SBO Control	sCtl5, sCtl8, sCtl9, sCtl10, sCtl11, sCtl25, sSBOes1, sSBOes2, sSBOes6, sSBOes8	sCtl4, sCtl6, sCtl7, sCtl16, sCtl26
13: Time sync	sTm1, sTm2, sTmN1	
14: File transfer	sFt1, sFt2ab, sFt4, sFt5, sFtN1ab	

UCA

«Международная Группа Пользователей»

Сертификат международной электротехнической комиссии МЭК 61850б уровень А¹

№ 100573447-INC 17-2443

Выдано:

АО «Технология»
Российская Федерация
Москва 117449
ул. Винокурова, 3

Для серверного продукта:

TOPAZ IEC DAS MX240 с модулями TM BIN16 и PM7
Мультифункциональный измерительный прибор, станция связи, узел автоматики и управления
Аппаратно-программное обеспечение: iec850s версия 2.1.0.4 с оперативной памятью версия 2.0.2.1
TOPAZ IEC DAS S/N: 2400001105
TOPAZ TM BIN16 S/N: 4750001939
TOPAZ TM PM7: S/N: 4720003057

Серверный продукт показал, что он соответствует:

ИЕС 61850 Редакция 2 Части 6, 7-1, 7-2, 7-3, 7-4 и 8-1

Сети и системы связи для автоматической энергосистемы

Тест на соответствие проведен в соответствии с условиями стандарта МЭК 61850-10, Редакция 2, Процедуры тестовых испытаний серверного оборудования «Группы Международных Пользователей UCA», Редакция 2Б, версия 1.0, Список изменений процедур тестовых испытаний 1.2.3, со следующей декларацией соответствия реализации протокола, модели и технических вопросов продукции: «Декларация соответствия реализации протокола для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 2 февраля 2017 г.», «Декларация соответствия реализации модели для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 15 февраля 2017 г.», «Декларация о реализованных исправлениях допущенных ошибок и неточностей для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 3 марта 2017 г.», а также дополнительная информация о тестовых испытаниях: «Дополнительная информация о реализации протокола для тестовых испытаний (PIXT) для интерфейса МЭК 61850 в устройстве TOPAZ IEC DAS от 18 июля 2017 г.»

Следующие блоки соответствия МЭК 61850 прошли испытания с положительным результатом (количество соответствующих и проведенных испытаний / общее количество испытаний):

1. Базовый обмен (20/26) 2. Наборы данных (4/7) 3. Небуферизованная отчетность (21/21) 4. Буферизованная отчетность (30/30)	9а. Публикация системы «горизонтального» обмена информацией между устройствами (10/13) 9b. Подписка на систему «горизонтального» обмена информацией между устройствами (12/14) 12а. Прямое управление (5/18) 12d. Усиленный SBO-контроль (15/28) 13. Синхронизация времени 14. Перенос файла (5/8)
--	---

Данный сертификат включает итоговые результаты тестовых испытаний в Национальном испытательном центре России по UniCA 61850, Моделирующее устройство 4.31.02, набор тестов 4.32.06 и UniCA 61850, Анализатор 5.31.02. Документ выдан только в целях предоставления информации, и оригинал документа Отчет о верификации DNV GL («Дет Ношке Веритас – Германиский Ллойд») №10057347-INC 17-2442 имеет преимущественную силу.

Тестовое испытание проводилось на одном образце продукции, как было указано выше, и предоставлено DNV GL компанией «Технология» АО. Производственный процесс производителя не оценивался. Настоящий сертификат не подразумевает, что DNV GL утвердило продукцию, кроме испытываемого образца.

Арнем, 20 июля 2017 г.

Выдано: DNV GL (ONV KEMA сейчас DNV GL)

П. Чочи
Коммерческий директор
«Интеллидгент Нетуоркс энд Коммьюникейшн»

Р. Схиммель
Менеджер технического контроля

¹Уровень А – независимая испытательная лаборатория, сертифицированная по Системе Качества ISO 9001

Авторское право принадлежит компании DNV GL B.V., Арнем, Нидерланды. Все права сохранены. Данный сертификат запрещено корректировать или изменять каким-либо образом, включая, но не ограничиваясь, деление его на части.

DNV GL Netherlands B.V. Утрехтсевер 310, 6812 AP Арнем, п/я 9035, 6800, Арнем, Нидерланды
Тел: +31 26 356 9111 Факс: +31 26 351 36 83 salesdesk@dnvgl.com

Существующие процедуры тестовых испытаний «Группы международных пользователей UCA»

Соответствие	Обязательное	Условное
1: Базовый обмен	sAss1, sAss2, sAss3, sAssN2, sAssN2, sAssN3, sAssN4, sAssN5, sSrv1, sSrv2, sSrv3, sSrv4, sSrv5, sSrvN1abcd, sSrvN4	sAssN6, sSrv6, sSrv8, sSrvN1e, sSrvN1fsSrvN3
2: Наборы данных	sDs1, sDs10a, sDsN1, sDsN1ae	sDs15
5: Небуферизованная отчетность	sRp1, sRp2, sRp3, sRp4, sRp5, sRp9, sRp14, sRp15, sRpN1, sRpN2, sRpN3, sRpN4, sRpN8	sRp6, sRp7, sRp8, sRp10, sRp11, sRp12, sRp13, sRpN5
6: Буферизованная отчетность	sBr1, sBr2, sBr3, sBr4, sBr5, sBr9, sBr14, sBr15, sBr20, sBr21, sBr22, sBr25, sBr26, sBr27, sBr28, sBrN1, sBrN2, sBrN3, sBrN4, sBrN5, sBrN8	sBr6, sBr7, sBr8, sBr10, sBr11, sBr12, sBr13, sBr23, sBr24
9a: Публикация системы «горизонтального» обмена информацией между устройствами	sGop2a, sGop3, sGop4, sGop9, sGop10, sGop11	sGop1, sGop6, sGop7, sGopN1
9b: Подписка на систему «горизонтального» обмена информацией между устройствами	sGos1, sGos2, sGos3, sGos4, sGos5, sGos6a, sGos7, sGosN1, sGosN2, sGosN3, sGosN4, sGosN5, sGosN6	

12a: Прямое управление	sCtl5, sCtl10, sDons1, sDons2	sCtl16
12d: Усиленный SBO-контроль	sCtl5, sCtl18, sCtl9, sCtl10, sCtl11, sCtl25, sSBOes1, sSboes2, SSBOes6, sSBOes8	sCtl4, sCtl6, sCtl7, sCtl16, sCtl26
13: Синхронизация времени	sTm1, sTm2, sTmN1	
14: Перенос файла	sFt1, sFt2ab, sFt4, sFt5, sFtN1ab	

Translated by Valeriya Kaganova /signed/

Перевод выполнил переводчик

Каганова Валерия Сергеевна

Каганова Валерия Сергеевна

Российская Федерация

Город Москва.

Первого марта две тысячи восемнадцатого года.

Я, Жлобо Игорь Геннадьевич, нотариус города Москвы, свидетельствую подлинность подписи переводчика Кагановой Валерии Сергеевны.

Подпись сделана в моем присутствии.

Личность подписавшего документ установлена.

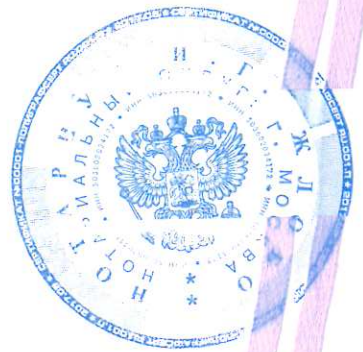
Зарегистрировано в реестре: № 50/372-н/77-2018- *9-463*

Взыскано государственной пошлины (по тарифу): 100 руб. 00 коп.

Уплачено за оказание услуг правового и технического характера: 200 руб. 00 коп.



И.Г. Жлобо



Всего прошнуровано, пронумеровано и
скреплено печатью 5 (пять) лист(-а, -ов)
Нотариус Иванов

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

СЕРТИФИКАТ

об утверждении типа средств измерений
№ 65921-16

Срок действия утверждения типа до **14 декабря 2026 г.**

НАИМЕНОВАНИЕ И ОБОЗНАЧЕНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Устройства сбора и передачи данных TOPAZ IEC DAS

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ООО "ПиЭлСи Технолоджи", г.Москва

ПРАВООБЛАДАТЕЛЬ
-

КОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА
ОС

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
ПЛСТ.421457.11.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **10 лет**

Срок действия утвержденного типа средств измерений продлен приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **21 июля 2021 г. N 1403.**

Врио Руководителя
Федерального агентства

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП,
хранится в системе электронного документооборота
Федерального агентства по техническому регулированию и
метрологии.

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 013826D6008EACEA9343E8A8D259FC8DD6
Кому выдан: Потемкин Борис Михайлович
Действителен: с 11.12.2020 до 11.12.2021

Б.М.Потемкин

«26» августа 2021 г.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012619552

ТОPAZ

Правообладатель(ли): *Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи» (RU)*

Автор(ы): *Не указаны*

Заявка № 2012617143

Дата поступления **23 августа 2012 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
22 октября 2012 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

